UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

FORMULARIO 20-F

☐ **DECLARACIÓN DE REGISTRO EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 12(b) O 12(g) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934**

O

☐ **INFORME ANUAL EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934**
correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

O

☐ **INFORME DE TRANSICIÓN EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934**
correspondiente al período de transición de a

O

☐ **MEMORIA CORPORATIVA DE SOCIEDAD INSTRUMENTAL EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934**

Fecha del evento que exige la presentación de esta memoria corporativa de sociedad instrumental

Número de expediente de la Comisión: 001-12440

ENEL AMÉRICAS S.A.

(Nombre exacto del Registrante tal como consta en su escritura de constitución)

ENEL AMÉRICAS S.A.
(Traducción al inglés del nombre del Registrante)

CHILE
(Jurisdicción de constitución u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile
(Dirección de la sede corporativa principal)

Nicolás Billikopf, teléfono: (56-2) 2353-4628, nicolas.billikopf@enel.com, Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, Chile
(Nombre, número de teléfono, correo electrónico y/o fax y dirección de Persona de Contacto de la Compañía)

Valores registrados o a ser registrados en conformidad con lo dispuesto en la Sección 12(b) de la Ley:

Denominación de cada clase	Nombre de cada Bolsa de Valores en las que están registrados
American Depositary Shares que representan Acciones Ordinarias	Bolsa de Valores de Nueva York
Acciones Ordinarias, sin valor nominal *	Bolsa de Valores de Nueva York
US$ 600.000.000 Bonos 4,00% con vencimiento el 25 de octubre de 2026	Bolsa de Valores de Nueva York
US$ 858.000 Bonos 6,60% con vencimiento el 1 de diciembre de 2026	Bolsa de Valores de Nueva York

* Valores registrados, no para ser comercializados, sino sólo en relación con el registro de los American Depositary Shares, según lo dispuesto por la Securities and Exchange Commission.

Valores registrados o a ser registrados en conformidad con lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley: No hay
Valores registrados respecto de los cuales existe una obligación de informar en conformidad con lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley: No hay

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante constituye un emisor acreditado conocido, a tenor de la definición contemplada en la Regla 405 de la Ley de Valores. ☒ Sí ☐ No

Si el presente informe constituye un informe anual o de transición, marque en el recuadro que corresponda si a la entidad registrante se le exige o no presentar los informes en conformidad con la Sección 13 o 15(d) de la Ley de Bolsas de 1934. ☐ Sí ☒ No

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante (1) ha presentado todos los informes que la Sección 13 o 15(d) de la Ley de Bolsas de 1934 exige presentar durante los 12 meses precedentes (o período menor durante el cual la entidad registrante haya tenido la obligación de presentar tales informes) y (2) ha estado sujeta a dichos requisitos de presentación en los últimos 90 días. ☒ Sí ☐ No

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante ha presentado electrónicamente o publicado en su página web corporativa, de tenerla, la totalidad de los Archivos de Datos Interactivos que está obligada a presentar y publicar en conformidad con la Regla 405 del Reglamento S-T, durante los doce meses precedentes (o período menor durante el cual la entidad registrante haya tenido la obligación de presentar y publicar tales archivos). ☐ Sí ☐ No

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante es un registrante acelerado grande, un registrante acelerado, un registrante no acelerado o una empresa de crecimiento emergente. Véase las definiciones de "registrante acelerado grande", "registrante acelerado" y "empresa de crecimiento emergente" en la Regla 12b-2 de la Ley de Bolsas.

Registrante acelerado grande ☒ Registrante acelerado ☐ Registrante no acelerado ☐ Empresa de crecimiento emergente ☐

Si el registrante es una empresa de crecimiento acelerado que prepara sus estados financieros en conformidad con los PCGA estadounidenses (U.S. GAAP), marque el recuadro si el registrante ha optado por no usar el período de transición ampliado para dar cumplimiento a normas de contabilidad financiera nuevas o revisadas † que contempla la Sección 13(a) de la Ley de Bolsas. ☐

† El término "norma de contabilidad financiera nueva o revisada" se refiere a cualquier actualización dictada por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en sus Normas de Codificación Contable después del 5 de abril de 2012.

Marque en el recuadro que corresponda la base contable que utilizó la entidad registrante para preparar los estados financieros incluidos en esta declaración:

U.S. GAAP ☐ Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ☒ Otra ☐

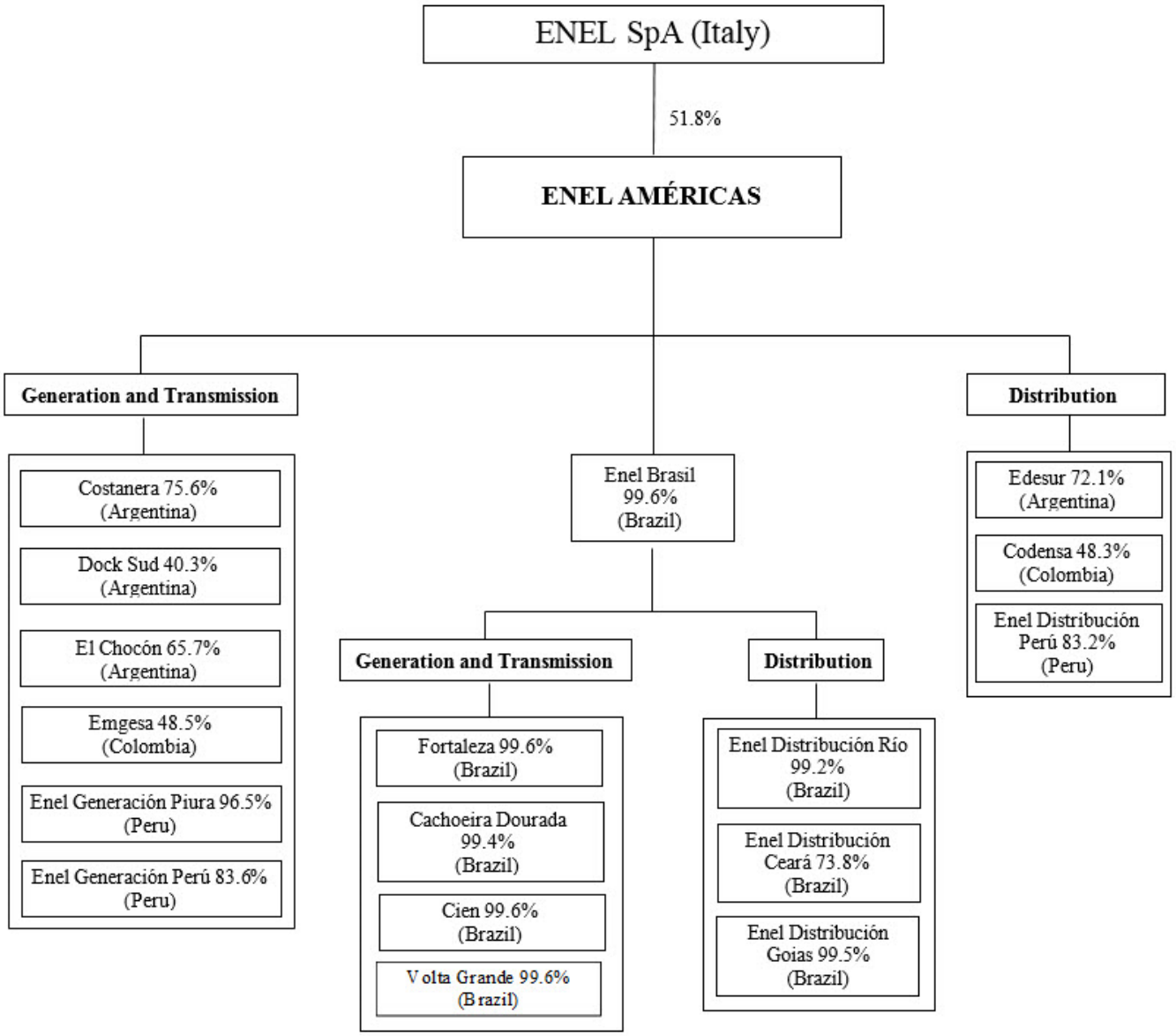
Si ha marcado "Otra" como respuesta a la pregunta anterior, marque en el recuadro que corresponda qué ítem de estados financieros ha elegido seguir la entidad registrante. ☐ Ítem 17 ☐ Ítem 18

Si el presente constituye un informe anual, marque en el recuadro que corresponda si el registrante es una sociedad instrumental (según la definición contenida en la Regla 12b-2 de la Ley de Bolsas). ☐ Sí ☒ No

Indique el número de acciones circulantes de cada clase de acciones de capital social o acciones ordinarias del emisor durante el período cubierto por este informe anual.

Acciones Ordinarias: 58.324.975.387

Estructura societaria simplificada de Enel Américas [(1)]
Al 31 de diciembre de 2017



(1) En el organigrama se presentan sólo las principales filiales operativas. El porcentaje indicado en las casillas respecto de cada una de las filiales consolidadas de Enel Américas representa su participación económica en cada una de ellas. Sírvase consultar en el acápite "Presentación de la información" la explicación del cálculo de participación económica.

TABLA DE CONTENIDOS

Página

GLOSARIO 4
ACONTECIMIENTOS RECIENTES 9
INTRODUCCIÓN 10
PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN 11
PROYECCIONES FUTURAS 13
PARTE I 14
Ítem 1. Identidad de directores, administración superior y asesores 14
Ítem 2. Estadísticas de la oferta y calendario previsto 14
Ítem 3. Información esencial 14
Ítem 4. Información sobre la Compañía 26
Ítem 4A. Comentarios del personal no resueltos 103
Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras 104
Ítem 6. Directores, administración superior y empleados 150
Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas 161
Ítem 8. Información financiera 163
Ítem 9. Cotizaciones y transacciones bursátiles 164
Ítem 10. Información adicional 167
Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa acerca de los riesgos de mercado 182
Ítem 12. Descripción de valores distintos a acciones 186
PARTE II 188
Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades 188
Ítem 14. Modificaciones esenciales a los derechos de los titulares de valores y uso de los ingresos 188
Ítem 15. Controles y procedimientos 188
Ítem 16. Reservado 189
Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría 189
Ítem 16B. Código Ético 189
Ítem 16C. Honorarios y servicios de los auditores principales 190
Ítem 16D. Exenciones a las normas de transacciones del Comité de Auditoría 191
Ítem 16E. Adquisiciones de acciones de capital por parte del emisor y compradores afiliados 191
Ítem 16F. Cambios en el auditor certificador del Registrante 191
Ítem 16G. Gobierno corporativo 191
Ítem 16H. Información de seguridad minera 191
PARTE III 192
Ítem 17. Estados financieros 192
Ítem 18. Estados financieros 192
Ítem 19. Anexos 192

GLOSARIO

AFP	Administradora de Fondos de Pensiones	Persona jurídica que administra un fondo de pensiones chileno.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	Agencia estatal brasileña para la energía eléctrica.
MME brasileño	Ministério de Minas e Energia	Ministerio de Minería y Energía de Brasil.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	El Banco Nacional para el Desarrollo Económico y Social (BNDES) es el agente principal de desarrollo en Brasil, con un foco en el desarrollo social y ambiental sustentable.
Cachoeira Dourada	Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	Empresa generadora brasileña de propiedad de Enel Brasil, nuestra filial. Antiguamente, su razón social era Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.	Entidad autónoma argentina a cargo de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, o MEM. Los accionistas de la CAMMESA son empresas de generación, distribución y transmisión, grandes usuarios y la Secretaría de Energía.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	Cámara de comercialización de electricidad o cámara de compensación.
Bolsas de valores chilenas	Bolsas de valores chilenas	Las tres principales bolsas de valores en Chile: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valores de Valparaíso.
Chilectra Américas	Chilectra Américas S.A.	Una ex empresa de distribución que poseía participaciones minoritarias en empresas de generación no chilenas. Chilectra Américas fue creada en el marco de la reorganización efectuada el año 2016 y luego se fusionó por incorporación con Enel Américas en diciembre de 2016.
Cien	Enel CIEN S.A.	Empresa brasileña de transmisión, de propiedad plena de Enel Brasil, nuestra filial. Antiguamente, su razón social era Companhia de Interconexão Energética S.A.
CND	Centro Nacional de Despacho	Centro Nacional de Despacho colombiano, encargado de coordinar la operación eficiente y el despacho de las unidades de generación para satisfacer la demanda.
CNPE	Conselho Nacional de Politica Energética	Consejo nacional de política energética de Brasil, encargado de asesorar al Presidente brasileño en materias de política energética.
CMF	Comisión para el Mercado Financiero	Comisión para el Mercado Financiero chilena, entidad gubernamental que fiscaliza las sociedades anónimas, los valores y el negocio de los seguros. Reemplaza a la antigua Superintendencia de Valores y Seguros o SVS, por sus siglas en castellano.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	Comité de monitoreo del sector eléctrico que evalúa la continuidad y seguridad del suministro de energía en todo el país.
Codensa	Codensa S.A. E.S.P.	Empresa de distribución colombiana que opera principalmente en Bogotá y es controlada por nosotros.
COES	Comité de Operación Económica del Sistema	Entidad peruana a cargo de coordinar la operación eficiente y el despacho de las unidades de generación para satisfacer la demanda.

MME colombiano	Ministerio de Minas y Energía	Ministerio de Minería y Energía de Colombia.
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social	El consejo colombiano de política económica y social, la más alta autoridad de planificación nacional, y órgano asesor del gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social.
Costanera	Enel Generación Costanera S.A.	Empresa de generación argentina, sociedad anónima controlada por nosotros. Su antigua razón social era Endesa Costanera.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Comisión colombiana a cargo de la regulación de la energía y el gas.
CTM	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Empresa de transmisión argentina y filial de Enel Brasil.
DCV	Depósito Central de Valores S.A.	Depósito Central de Valores de Chile.
DECSA	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Empresa de distribución colombiana que se fusionó con Codensa el año 2016.
Dock Sud	Central Dock Sud S.A.	Empresa de generación argentina y filial nuestra.
Edesur	Empresa Distribuidora del Sur S.A.	Empresa de distribución argentina, con un área de concesión en la zona sur de la gran área metropolitana de Buenos Aires; nuestra filial.
EEB	Empresa de Energía de Bogotá S.A.	Empresa estatal colombiana, holding financiero y de energía, con inversiones en los sectores de generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, y en transmisión, distribución y comercialización de gas natural.
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Empresa de distribución colombiana, subsidiaria de DECSA, que se fusionó con Codensa el año 2016.
El Chocón	Enel Generación El Chocón S.A.	Empresa de generación argentina, propietaria de dos centrales hidroeléctricas, El Chocón y Arroyito, ambas emplazadas en el río Limay, Argentina, y nuestra filial. Anteriormente, su razón social era Hidroeléctrica El Chocón S.A.
Emgesa	Emgesa S.A. E.S.P.	Empresa colombiana de generación controlada por nosotros.
Endesa Américas	Endesa Américas S.A.	Una ex empresa de generación de electricidad que poseía participaciones minoritarias en empresas de generación no chilena. Endesa Américas fue creada en el marco de la reorganización realizada el año 2016, para luego fusionarse con Enel Américas en diciembre de 2016.
Enel	Enel S.p.A.	Una compañía de energía italiana con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas. Al 31 de diciembre de 2017, era propietaria de un 51,8% de nuestro capital accionario. Es nuestra sociedad matriz última.

Enel Américas	Enel Américas S.A.	Nuestra empresa, una sociedad anónima de responsabilidad limitada constituida en conformidad con las leyes de la República de Chile y con sede en Chile. Posee filiales dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Es controlada por Enel. Registrante de este Informe. Fue conocida de manera provisional con la razón social Enersis Américas S.A. y, con anterioridad a ello, como Enersis S.A.
Enel Brasil	Enel Brasil S.A.	Una empresa holding brasileña y nuestra filial. Anteriormente, su razón social era Endesa Brasil.
Enel Chile	Enel Chile S.A.	Una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada constituida en conformidad con las leyes de la República de Chile, con filiales dedicadas principalmente a la generación y distribución de electricidad en Chile. Es una afiliada nuestra controlada por Enel. Anteriormente, su razón social provisional fue Enersis Chile S.A.
Enel Distribución Ceará	Companhia Energética do Ceará S.A.	Una sociedad anónima brasileña de distribución, que opera en el estado de Ceará. Coelce es controlada por Enel Brasil, nuestra filial. Su actual razón social es Enel Distribución Ceará.
Enel Distribución Chile	Enel Distribución Chile S.A.	Una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada constituida en conformidad con las leyes de la República de Chile, con una concesión en el área de la Región Metropolitana de Santiago, y nuestra afiliada. Anteriormente, su razón social era Chilectra Chile S.A.
Enel Distribución Goiás	CELG Distribuição S.A.	Empresa de distribución brasileña que opera una concesión en el estado de Goiás, de propiedad de Enel Brasil, nuestra filial. Su actual nombre comercial es Enel Distribución Goiás.
Enel Distribución Perú	Enel Distribución Perú S.A.A.	Una sociedad anónima de distribución peruana, con un área de concesión en el sector norte de Lima, y nuestra filial. Anteriormente, su razón social era Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. o Edelnor.
Enel Distribución Río	Ampla Energia e Serviços S.A.	Una sociedad anónima de distribución brasileña que opera en Río de Janeiro, de propiedad de Enel Brasil, y nuestra filial. Su actual nombre comercial es Enel Distribución Río.
Enel Generación Chile	Enel Generación Chile S.A.	Una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada chilena, generadora y propietaria de centrales eléctricas en Chile y nuestra afiliada. Anteriormente, su razón social era Empresa Nacional de Electricidad S.A. o Endesa Chile.
Enel Generación Perú	Enel Generación Perú S.A.A.	Una sociedad anónima peruana de generación y nuestra filial. Anteriormente, su razón social era Edegel S.A.A.
Enel Generación Piura	Enel Generación Piura S.A.	Una sociedad anónima peruana de generación y nuestra filial. Anteriormente, su razón social era Empresa Eléctrica de Piura S.A. o EEPSA.
Enel Trading Argentina	Enel Trading Argentina S.R.L.	Empresa comercializadora de energía, con operaciones en Argentina y nuestra filial. Anteriormente, su razón

		social era Central Comercializadora de Energía S.A. o CEMSA.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad	Autoridad reguladora nacional de Argentina para el sector de energía.
FONINVEMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista	Fondo argentino creado para aumentar el suministro de electricidad en el MEM.
Fortaleza	Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A.	Empresa de generación brasileña que opera en el estado de Ceará. Enel Brasil, nuestra filial, tiene la propiedad plena de Fortaleza. Actualmente, su nombre comercial es Enel Generación Fortaleza.
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera	Normas Internacionales de Información Financiera, dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board* o IASB, por sus siglas en inglés).
GNL	Gas Natural Licuado	Gas natural licuado.
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista	Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina, Colombia y Perú.
MINEM	Ministerio de Energía y Minas	Ministerio de Energía y Minas.
NCRE	Energías Renovables No Convencionales	Fuentes de energía que son continuamente recargadas por procesos naturales, tales como la energía eólica, biomasa, mini hidroeléctrica, geotérmica, solar o mareomotriz.
SIN	Sistema Interconectado Nacional	Sistema eléctrico interconectado nacional. Este tipo de sistema existe tanto en Argentina como en Brasil y Colombia.
OEF	Obligación de Energía Firme	Compromiso de energía firme de generadoras colombianas para garantizar energía en el largo plazo.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	Operador Nacional del Sistema Eléctrico. Entidad privada brasileña sin fines de lucro responsable de la planificación y coordinación de las operaciones en los sistemas interconectados
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	Autoridad Supervisora de las Inversiones en Energía y Minería, la autoridad reguladora de la electricidad en Perú.
JOA	Junta Ordinaria de Accionistas	Junta Ordinaria de Accionistas.
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças	Precio de liquidación de diferencias. Es el precio asignado a las compraventas de energía en el mercado *spot* brasileño.
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica	El Ministerio de Energía y Minería argentino gestiona la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía Eléctrica.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	Sistema eléctrico interconectado nacional del Perú.
SENACE	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles	Servicio peruano autónomo de certificación ambiental para las inversiones sostenibles que depende del Ministerio del Ambiente peruano.

TESA	Transportadora de Energía S.A.	Empresa de transmisión con operaciones en Argentina y una subsidiaria de Enel Brasil.
UF	Unidad de Fomento	Unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada a la inflación del país, equivalente a Ch$ 26.798,14 al 31 de diciembre de 2017.
UPME	Unidad de Planificación Minero Energética	Unidad de planificación de energía y minería encargada de planificar la expansión de los sistemas de generación y transmisión.
UTA	Unidad Tributaria Anual	Unidad tributaria anual chilena. Una UTA equivale a 12 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), que es una unidad tributaria chilena indexada mensualmente a la inflación y que se utiliza para calcular multas, entre otros propósitos. Al 31 de diciembre de 2017, una UTM equivalía a Ch$ 46.972 y una UTA, a Ch$ 563.664.
VAD	Valor Agregado de Distribución	Valor agregado de la distribución de electricidad.
Volta Grande	EGP Projetos I S.A.	Empresa de generación brasileña, situada en el estado de Minas Gerais, de propiedad de nuestra filial Enel Brasil.
XM	Expertos de Mercado S.A. E.S.P.	Una subsidiaria de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), una empresa colombiana que provee servicios de gestión en tiempo real en los sectores eléctrico, financiero y de transporte.

ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Durante el mes de abril de 2018, Enel Brasil (a través de su filial de propiedad plena Enel Investimentos Sudeste S.A.; en adelante, Enel Sudeste) lanzó una oferta pública para la adquisición de la totalidad de las acciones en circulación de Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S.A. (en adelante, Eletropaulo), con sujeción a su adquisición de más del 50% de las acciones de capital, entre otras condiciones. La última oferta de Enel Brasil es de R$ 32,2 por acción, por lo que la oferta representa un valor total implícito de US$ 1,5 mil millones. La oferta pública de adquisición estará vigente hasta el 18 de mayo de 2018.

Eletropaulo es una empresa de distribución que atiende a más de siete millones de cliente en su área de concesión de 4.526 kilómetros cuadrados en el estado de São Paulo. Sus accionistas principales son el Estado de Brasil, a través de BNDES, con una participación del 18,7%, y AES Holdings Brasil, una subsidiaria de AES Corporation, con una participación del 16,8%.

INTRODUCCIÓN

Los pronombres personales y posesivos en la primera persona del plural, tales como "nosotros", "nos" o "nuestro(a)(s)", así como también los términos "Enel Américas" o la "Compañía", utilizados en este Informe presentado en el Formulario 20-F (en adelante, el Informe), se refieren a Enel Américas S.A. y a nuestras filiales consolidadas, salvo que el contexto indique lo contrario. A menos que se señale lo contrario, nuestra participación en nuestras principales filiales, empresas controladas de forma conjunta y empresas asociadas corresponde a nuestra participación accionaria al 31 de diciembre de 2017.

Somos una empresa chilena que opera a través de nuestras filiales y empresas controladas de forma conjunta en los negocios de generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Participamos en los negocios de generación y transmisión principalmente a través de nuestras filiales Costanera, El Chocón y Dock Sud en Argentina; Cachoeira Dourada, Fortaleza, Volta Grande y Cien en Brasil; Enel Generación Perú and Enel Generación Piura en Perú; y Emgesa en Colombia. En el negocio de distribución, nuestras principales filiales son Edesur en Argentina; Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás en Brasil; Enel Distribución Perú en Perú y Codensa en Colombia. Para obtener información adicional relativa a nuestras principales filiales y asociadas, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — C. Estructura societaria— Principales filiales y afiliadas".

A la fecha de este Informe, Enel S.p.A. (en adelante, Enel), una empresa italiana de energía con operaciones multinacionales en los mercados de la energía y el gas, posee un 51,8% de participación accionaria en nosotros y es nuestro accionista controlador final.

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Información financiera

En el presente Informe, a no ser que se indique lo contrario, las referencias a "dólares" o "US$" lo son a los dólares de los Estados Unidos de América (en adelante, Estados Unidos); las referencias a "pesos" o "Ch$" lo son al peso chileno, la moneda legal de la República de Chile; las referencias a "Ar$" o "pesos argentinos" lo son a la moneda legal de la República Argentina; las referencias a "R$" o "reais" lo son a los reales brasileños, la moneda legal de la República Federativa de Brasil; las referencias a "soles" lo son al sol peruano, la moneda legal de la República del Perú; las referencias a "CP" o "pesos colombianos" lo son a la moneda legal de la República de Colombia; las referencias a "UF" lo son a las Unidades de Fomento. La Unidad de Fomento es una unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada a la inflación, que se reajusta diariamente para reflejar las variaciones que sufre el Índice de Precios al Consumidor (IPC) oficial del Instituto Nacional de Estadísticas (en adelante, INE). La UF se reajusta en ciclos mensuales. Cada día, en el período que comienza el décimo día del mes en curso y finaliza el noveno día del mes siguiente, el valor de la UF en pesos nominales es indexado para reflejar un monto proporcional de la variación del IPC chileno durante el mes calendario anterior. Al 31 de diciembre de 2017, una UF equivalía a Ch$ 26.798,14. El valor equivalente en dólares de una UF era US$ 43,59 al 31 de diciembre de 2017, utilizando como tipo de cambio el Dólar Observado informado por el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre de 2017 de Ch$ 614,75 por US$ 1,00. El tipo de cambio del Dólar Observado (en adelante, Tipo de Cambio Observado), informado por el Banco Central de Chile y publicado diariamente en su página web, es el promedio ponderado de los tipos de cambio utilizados en las transacciones realizadas en el Mercado Cambiario Formal el día hábil anterior. Salvo que el contexto indique lo contrario, en todos los montos convertidos de pesos chilenos a dólares o viceversa se ha utilizado el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2017, en tanto que para las conversiones de UF a pesos chilenos se ha utilizado el valor de conversión vigente a esa misma fecha.

En la Junta Extraordinaria de Accionistas (en adelante, JEA) celebrada el 27 de abril de 2017, nuestros accionistas aprobaron el cambio de moneda funcional de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, posiblemente efectivo a contar del día 1º de enero de 2017. En consecuencia, nuestros estados financieros consolidados y otra información financiera nuestra incluida en este Informe se presentan en dólares. El cambio de nuestra moneda funcional quedó registrado el 1º de enero de 2017, convirtiéndose la totalidad de las partidas de nuestros estados financieros consolidados a la nueva moneda funcional, usándose para ello el tipo de cambio vigente a dicha fecha de Ch$ 669,47. También cambiamos nuestra moneda de presentación de nuestros estados financieros consolidados de pesos chilenos a dólares. Este cambio en la moneda de presentación se aplicó retroactivamente como si el dólar hubiese sido siempre nuestra moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Los estados financieros consolidados correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y al 1º de enero de 2016 se reexpresaron en dólares usando los tipos de cambio de cierre a dichas fechas de Ch$ 669,47 y Ch$ 710,16, respectivamente. Los estados financieros consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 se reexpresaron en dólares usando los tipos de cambio promedio de dichos períodos.

Hemos preparado nuestros estados financieros consolidados según las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board* o IASB, por sus siglas en inglés).

Todas nuestras filiales están integradas y la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja se incluyen en los estados financieros consolidados después de haberse realizado los ajustes y eliminaciones relacionados con las transacciones al interior del Grupo. Las inversiones en empresas asociadas sobre las cuales tenemos una influencia significativa se contabilizan en nuestros estados financieros consolidados según el método de participación. Para obtener mayor información acerca de las entidades consolidadas, entidades controladas de forma conjunta y empresas asociadas, véanse los Anexos 1, 2 y 3 de los estados financieros consolidados.

Con anterioridad al año 2016, nuestros estados financieros incluían negocios chilenos. Durante el año 2016 llevamos a cabo un proceso de reorganización, el que involucró la separación de nuestros negocios de electricidad chilenos de los extranjeros, cuyo resultado fue que retuvimos los negocios de electricidad no chilenos a contar del 1º de marzo de 2016. La totalidad de las operaciones de los antiguos negocios chilenos se presentan como operaciones discontinuadas. Con el fin de cumplir con las condiciones establecidas en las NIIF, los estados financieros correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 incluyen las operaciones discontinuadas en dos meses, en tanto que los estados financieros correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye las operaciones discontinuadas durante los doce meses. Los estados financieros correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 no incluye las operaciones discontinuadas. Para obtener información adicional respecto de la reorganización, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — La reorganización del año 2016".

El presente Informe puede contener conversiones a dólares de ciertos montos expresados en pesos chilenos, a los tipos de cambio indicados. Salvo que se señale lo contrario, el equivalente en dólares de las cifras presentadas en pesos chilenos se basa en el Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2017, según se define en el "Ítem 3. Información esencial — A. Datos financieros seleccionados — Tipos de cambio". El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio de mediodía para el

peso chileno. No se hace ninguna afirmación respecto de que los montos expresados en pesos o en dólares en este Informe pudiesen haberse convertido o podrían convertirse a dólares o pesos, según sea el caso, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase el "Ítem 3. Información esencial — A. Datos financieros seleccionados — Tipos de cambio".

Términos técnicos

Las referencias a "TW" lo son a terawatts (10^{12} watts o un millón de millones de watts); las referencias a "GW" y "GWh" lo son a gigawatts (10^{9} watts o mil millones de watts) y a gigawatt hora, respectivamente; las referencias a "MW" y "MWh" lo son a megawatts (10^{6} watts o un millón de watts) y a megawatt hora, respectivamente; las referencias a "kW" y "kWh" lo son a kilowatts (10^{3} watts o mil watts) y a kilowatt hora, respectivamente; las referencia a "kV" lo son a kilovoltios; y las referencias a "MVA" lo son a megavoltio amperios. Las referencias a "BTU" y "MBTU" lo son a unidades termoeléctricas británicas y a millones de unidades termoeléctricas británicas, respectivamente. Una BTU es una unidad de energía igual a aproximadamente 1.055 joules. Las referencias a "Hz" lo son a Hertz; y las referencias a "mtpa" lo son a toneladas métricas por año. A no ser que se indique lo contrario, las estadísticas presentadas en este Informe en relación con la capacidad instalada de las centrales de generación de energía eléctrica se expresan en MW. Un TW es igual a 1.000 GW, un GW es igual a 1.000 MW y un MW es igual a 1.000 kW. La capacidad instalada que se presenta en este Informe corresponde a la capacidad instalada bruta y no considera los MW que cada central eléctrica consume para su propia operación.

Las estadísticas relacionadas con la producción anual total de electricidad están expresadas en GWh y se basan en un año de 8.760 horas, excepto en lo que respecta a años bisiestos, en los que ellas se basan en 8.784 horas. Las estadísticas relacionadas con la capacidad instalada y la producción de la industria eléctrica no incluyen la electricidad producida por autogeneradores.

Las pérdidas de energía que experimentan las empresas generadoras durante la transmisión se calculan como la diferencia entre el número de GWh de energía generada y el número de GWh de energía vendida (excluyendo el consumo de energía propio y las pérdidas en la central), dentro de un período dado. Las pérdidas se expresan como un porcentaje del total de la energía generada.

Las pérdidas de energía durante la distribución se calculan como la diferencia entre la energía total comprada (GWh de demanda de electricidad, incluyendo generación propia) y la energía vendida, excluyendo peajes y consumos de electricidad no facturados (también medidos en GWh), en un período dado. Las pérdidas de distribución se expresan como un porcentaje del total de energía comprada. Las pérdidas en la distribución surgen de conexiones ilegales, así como también de pérdidas técnicas.

Cálculo de la participación accionaria

El presente Informe contiene referencias a la "participación accionaria" de Enel Américas en sus empresas relacionadas. Nuestra participación en dichas empresas puede ser directa o indirecta. En aquellas circunstancias en que nosotros no tenemos la propiedad directa de la participación en una empresa relacionada, nuestra participación accionaria en dicha empresa relacionada se calcula multiplicando el porcentaje de la participación accionaria en una empresa relacionada de propiedad directa por el porcentaje de la participación accionaria de cualquiera entidad en la cadena de propiedad de dicha empresa relacionada. Por ejemplo, si nosotros poseemos una participación accionaria directa del 6% en una empresa asociada y un 40% de ella es de propiedad directa de la filial en la que poseemos el 60% de participación accionaria, nuestra participación accionaria en dicha empresa asociada sería de 60% por 40% más 6%, lo que es igual a 30%.

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este Informe han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, es posible que al sumar las cifras contenidas en las tablas el resultado no sea exactamente igual al total de la tabla.

PROYECCIONES FUTURAS

Este Informe contiene declaraciones que constituyen o pueden constituir proyecciones a futuro, a tenor de la Sección 27A de la Ley de Valores (*Securities Act)* de 1933, y sus modificaciones, y de la Sección 21E de la Ley de Bolsas (*Exchange Act*) de 1934, y sus modificaciones. Estas declaraciones aparecen a todo lo largo del presente Informe e incluyen declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias y expectativas actuales, incluidas, entre otras, afirmaciones relativas a:

- nuestro programa de inversiones de capital;
- las tendencias que afectan nuestra situación financiera o nuestros resultados operacionales;
- nuestra política de dividendos;
- el impacto futuro de la competencia y la regulación;
- las condiciones políticas y económicas en aquellos países en los que nosotros o nuestras empresas relacionadas operamos o podemos operar en el futuro;
- cualquier declaración precedida o seguida por las palabras "cree", "espera", "prevé", "anticipa", "pretende", "estima", "debería", "puede" o expresiones similares, o que las incluya; y
- otras declaraciones contenidas o incorporadas por referencia en este Informe respecto a materias que no son hechos históricos.

Dado que dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados efectivos pueden diferir significativamente de aquellos expresados o implícitos en dichas proyecciones futuras. Los factores que podrían ocasionar diferencias significativas respecto de los resultados efectivos incluyen, entre otros:

- cambios demográficos, acontecimientos políticos, fluctuaciones económicas y medidas intervencionistas de las autoridades en los mercados sudamericanos en los que realizamos nuestros negocios;
- hidrología, sequías, inundaciones y otras condiciones climáticas;
- cambios en las regulaciones ambientales y en el marco normativo de la industria eléctrica en uno o más países en los que operamos;
- nuestra capacidad de implementar inversiones de capital propuestas, incluyendo nuestra capacidad de conseguir financiamiento cuando se requiera;
- la naturaleza y el alcance de la competencia futura en nuestros principales mercados;
- los factores expuestos más adelante en la sección titulada "Factores de riesgo".

Se insta al lector a no depositar excesiva confianza en dichas declaraciones, puesto que ellas constituyen meras expectativas y se basan en condiciones o situaciones existentes a la fecha en las que fueron formuladas. Nuestros auditores externos independientes no han examinado ni compilado estas proyecciones futuras y, en consecuencia, no ofrecen ninguna garantía con respecto a ellas. El lector debe considerar estas advertencias junto con cualquier otra declaración de expectativas escrita o verbal que pudiésemos emitir en el futuro. No asumimos obligación alguna de hacer públicas las modificaciones que respecto a las proyecciones futuras contenidas en este Informe pudiesen realizarse con el fin de reflejar acontecimientos o circunstancias posteriores, o la ocurrencia de sucesos no anticipados.

Respecto de todas estas proyecciones futuras, invocamos la protección *safe harbor* contemplada en la Ley de Reforma de Litigios sobre Valores Privados (*Private Securities Litigation Reform Act*) de 1995 aplicable a las mismas.

PARTE I

Ítem 1. Identidad de directores, administración superior y asesores

No es aplicable.

Ítem 2. Estadísticas de la oferta y calendario previsto

No es aplicable.

Ítem 3. Información esencial

A. Datos financieros seleccionados

La siguiente selección de datos financieros consolidados debe leerse en conjunto con nuestros estados financieros consolidados incluidos en este Informe. La información financiera consolidada seleccionada al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y la correspondiente a cada año comprendido en el trienio terminado el 31 de diciembre de 2017, se origina en nuestros estados financieros consolidados auditados incluidos en este Informe. La información financiera consolidada seleccionada al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, y la correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, se origina en nuestros estados financieros consolidados no incluidos en este Informe. Nuestros estados financieros consolidados se prepararon en conformidad con las NIIF, dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Nuestros estados financieros consolidados se presentan en dólares, debido al cambio de moneda funcional de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América aprobado por nuestros accionistas en la JOA celebrada el 27 de abril de 2017, a hacerse posiblemente efectivo el 1º de enero de 2017. El cambio de nuestra moneda funcional quedó registrado el 1º de enero de 2017, convirtiéndose la totalidad de las partidas de nuestros estados financieros consolidados a la nueva moneda funcional, usándose para ello el tipo de cambio de cierre a dicha fecha. También cambiamos nuestra moneda de presentación de nuestros estados financieros consolidados de peso chileno a dólar. Este cambio en la moneda de presentación se aplicó retroactivamente como si el dólar hubiese sido siempre nuestra moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016, 2015, 2014 y 2013 se convirtieron a dólares usando el Tipo de Cambio Observado de Ch$ 669,47, Ch$ 710,16, Ch$ 606,75 y Ch$ 524,61 por US$ 1,00, respectivamente. Los estados de resultados integrales consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015, 2014 y 2013 se convirtieron a dólares usando los tipos de cambio promedio de Ch$ 676,19, Ch$ 654,71, Ch$ 569,76 y Ch$ 495,68 por US$ 1,00, respectivamente. Para obtener mayor información acerca del cambio de nuestra moneda funcional, véase la Nota 3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados. El Tipo de Cambio Observado, que es informado y publicado diariamente en la página web del Banco Central de Chile, corresponde al promedio ponderado de los tipos de cambio utilizados en las transacciones realizadas en el Mercado Cambiario Formal el día hábil anterior. Para obtener mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase el acápite "— Tipos de cambio", a continuación. Los montos indicados en las tablas están expresados en millones de dólares, con excepción de los ratios, datos operacionales, y datos relativos a acciones y Títulos Americanos de Depósito (en adelante, ADS).

Las siguientes tablas contienen nuestra información financiera consolidada seleccionada y datos operacionales relativos a nuestras filiales principales:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de				
	2017	2016	2015	2014	2013
			(millones de US$)		
Datos del Estado Consolidado de Resultados Integrales					
Ingresos de explotación y otros ingresos operacionales	10.540	7.686	8.097	9.138	9.135
Costos operacionales [1]	(8.321)	(5.886)	(6.181)	(6.702)	(6.410)
Ingresos operacionales de operaciones continuadas	**2.219**	**1.800**	**1.917**	**2.436**	**2.726**
Resultados financieros [2]	(582)	(439)	43	(374)	(240)
Otras ganancias	5	12	(10)	2	9
Participación en las utilidades (pérdidas) de asociadas y empresas controladas en forma conjunta contabilizadas usando el método de participación	3	3	5	4	2
Ingresos de operaciones continuadas antes de impuestos a la renta	**1.646**	**1.376**	**1.955**	**2.068**	**2.497**
Impuesto a la renta, operaciones continuadas	(519)	(531)	(800)	(748)	(893)
Ingresos netos de operaciones continuadas	**1.127**	**845**	**1.155**	**1.320**	**1.605**
Utilidad antes de impuestos de operaciones continuadas	—	170	593	378	642
Ingresos netos	**1.127**	**1.015**	**1.748**	**1.698**	**2.246**
Ingresos netos atribuibles a la sociedad matriz	**709**	**566**	**1.011**	**1.004**	**1.329**
Ingresos netos atribuibles a las participaciones minoritarias	**417**	**448**	**738**	**694**	**918**
Total ganancias básicas y diluidas de operaciones continuadas por número promedio de acciones (Ch$/US$ por acción)	0,012	0,009	0,013	0,015	0,019
Total ganancias básicas y diluidas de operaciones continuadas por número promedio de ADS (US$ por ADS)	0,617	0,453	0,638	0,732	0,957
Total ganancias básicas y diluidas de operaciones discontinuadas por número promedio de acciones (US$ por acción)	—	0,002	0,008	0,006	0,010
Total ganancias básicas y diluidas de operaciones discontinuadas por número promedio de ADS (US$ por ADS)	—	0,116	0,392	0,290	0,512
Total ganancias básicas y diluidas por número promedio de acciones (US$ por acción)	0,012	0,009	0,013	0,015	0,019
Total ganancias básicas y diluidas por número promedio de ADS (US$ por ADS)	0,617	0,453	0,638	0,732	0,957
Dividendos en efectivo por acción (US$ por acción)	0,005	0,007	0,010	0,012	0,009
Dividendos en efectivo por ADS (US$ por ADS)	0,249	0,332	0,509	0,607	0,451
Número promedio ponderado de acciones ordinarias (millones)	57.453	49.769	49.093	49.093	45.219
Datos del Estado de Situación Financiera Consolidada					
Total activos	20.169	16.851	21.754	26.240	28.931
Pasivos no corrientes	6.956	5.150	3.878	7.330	7.032
Patrimonio atribuible a la sociedad matriz	6.481	6.200	8.486	10.222	11.758
Patrimonio atribuible a las participaciones minoritarias	1.798	1.680	3.047	3.424	4.458
Total patrimonio	8.279	7.880	11.532	13.645	16.217
Capital social [3]	6.763	6.904	8.173	9.566	11.109
Otros Datos Financieros Consolidados					
Inversiones de capital (CAPEX)[4]	1.371	1.230	2.081	1.912	1.563
Depreciación, amortización y pérdidas de valor [5]	728	630	550	683	772

(1) Los gastos operacionales representan las materias primas e insumos utilizados, otros trabajos realizados por la entidad, gastos derivados de beneficios laborales, gastos de depreciación y amortización, pérdidas por deterioro de valor reconocidas en las utilidades o pérdidas del ejercicio y otros gastos.

(2) Los resultados financieros representan (+) ingresos financieros, (-) costos financieros, (+/-) diferencias por cambios de divisas y ganancias/pérdidas netas de activos y pasivos indexados.

(3) El capital social representa el capital emitido.

(4) Las cifras CAPEX representan los flujos de caja usados para adquirir propiedades, centrales y equipos, y activos intangibles en cada año.

(5) Para obtener mayor información, véase la Nota 29 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de				
	2017	2016	2015	2014	2013
DATOS OPERACIONALES DE PRINCIPALES FILIALES[1]					
Edesur (Argentina)					
Electricidad vendida (GWh)	17.736	18.493	18.492	17.972	18.110
Número de clientes (en miles)	2.529	2.505	2.479	2.464	2.444
Total pérdidas de energía (%)[2]	12,0	12,0	11,6	10,8	10,8
Enel Distribución Río (Brasil)					
Electricidad vendida (GWh)	11.091	11.181	11.096	11.678	11.025
Número de clientes (en miles)	3.030	3.054	2.997	2.876	2.801
Total pérdidas de energía (%)[2]	20,4	19,4	20,9	20,3	19,8
Enel Distribución Ceará (Brasil)					
Electricidad vendida (GWh)	11,522	11,628	11,229	11,165	10,705
Número de clientes (en miles)	4,017	3,890	3,758	3,625	3,500
Total pérdidas de energía (%)[2]	13,6	12,5	12,5	12,8	12,5
Enel Distribución Goiás (Brasil)					
Electricidad vendida (GWh)	12.264	—	—	—	—
Número de clientes (en miles)	2.928	—	—	—	—
Total pérdidas de energía (%)[2]	11,7	—	—	—	—
Codensa (Colombia)					
Electricidad vendida (GWh)	13.790	13.632	13.946	13.660	13.332
Número de clientes (en miles)	3.340	3.248	2.865	2.772	2.687
Total pérdidas de energía (%)[2]	7,8	7,1	7,1	7,2	7,0
Enel Distribución Perú (Perú)					
Electricidad vendida (GWh)	7.934	7.782	7.624	7.339	7.030
Número de clientes (en miles)	1.397	1.367	1.337	1.293	1.255
Total pérdidas de energía (%)[2]	8,2	7,8	8,1	8,2	8,0
Enel Américas[3]					
Capacidad instalada en Argentina (MW)[4]	4.419	4.537	4.537	4.502	4.502
Capacidad instalada en Brasil (MW)[5]	1.354	1.372	992	987	987
Capacidad instalada en Colombia (MW)	3.467	3.509	3.509	3.460	2.925
Capacidad instalada en Perú (MW)[4]	1.979	2.026	1.977	1.984	1.842
Generación en Argentina (GWh)[4]	14.825	13.124	15.204	14.390	14.422
Generación en Brasil (GWh)[5]	4.034	4.034	4.398	5.225	4.992
Generación en Colombia (GWh)	14.765	14.952	13.705	13.559	12.748
Generación en Perú (GWh)[4]	7.430	8.698	8.801	9.062	8.489

(1) Parte de la información puede diferir de la reportada en períodos anteriores. Para obtener mayores detalles, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía – B. Sinopsis comercial – Negocio de distribución de electricidad".

(2) Las pérdidas en la distribución surgen de conexiones ilegales, como también de pérdidas técnicas. Se calculan como la diferencia entre el total de energía generada y comprada (GWh) y la energía vendida, excluyendo peajes y consumos de energía no facturados (GWh), dentro de un período determinado. Las pérdidas se expresan como un porcentaje del total de energía comprada.

(3) Parte de la información puede diferir de la reportada en períodos anteriores. Para obtener mayores detalles, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de las empresas de generación".

(4) Como resultado del aumento de capital del año 2013, descrito en el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — Historia", comenzamos consolidando Dock Sud en Argentina y Enel Generación Piura en Perú a contar de abril de 2013; en consecuencia, las cifras correspondientes al año 2013 incluyen solamente el período de nueve meses comprendido entre el 1º de abril de 2013 y el 31 de diciembre de 2013.

(5) Las cifras correspondientes al año 2017 incluyen la capacidad y generación de Volta Grande, como resultado de su adquisición y consolidación desde el mes de noviembre de 2017.

Tipos de cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso chileno y el dólar afectarán la equivalencia en dólares del precio en pesos de nuestras acciones ordinarias en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile y en la Bolsa de Valores de Valparaíso. Estas fluctuaciones cambiarias pueden afectar el precio de nuestros Títulos de Depósito Americanos (ADS), como también el monto de los dividendos a pagar (véase el "Ítem 8. Información financiera — A. Estados financieros consolidados y otra información financiera — Dividendos"). Además, en la medida en que una parte importante de las obligaciones financieras esté denominada en monedas extranjeras, las fluctuaciones en los tipos de cambio pueden tener un impacto significativo en las utilidades.

Para obtener mayores detalles respecto de las variaciones de los tipos de cambio entre el dólar y la moneda local en cada uno de los países en los que operamos, véase el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — a. Resultados operacionales — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía — d. Condiciones económicas — Tipos de cambio de las monedas locales".

B. Capitalización y endeudamiento

No es aplicable.

C. Razones para la oferta pública y uso de ingresos

No es aplicable.

D. Factores de Riesgo.

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

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías sudamericanas, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar de que no tenemos inversiones en Chile, somos una compañía constituida bajo las leyes de la República de Chile y estamos sujetos a cambios que se introduzcan en las leyes chilenas de orden tributario, laboral y monetario, entre otras. Las 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 cumplimos con ciertos mínimos estándares de servicio y técnicos, podríamos perder nuestras concesiones. En algunas áreas de concesión, tales como las de Buenos Aires y Río de Janeiro, podría ser particularmente difícil cumplir con algunos estándares mínimos, los cuales, si no los cumplimos, los reguladores eléctricos locales quedarían facultados para revocar nuestras concesiones y reasignarlas a nuestros competidores.

Los cambios en las políticas gubernamentales y monetarias con respecto a aranceles, controles cambiarios, regulaciones y tributación podrían reducir nuestra rentabilidad. 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 nuestra rentabilidad.

Nuestros negocios dependen en gran medida de la hidrología, las sequías, inundaciones, temporales, corrientes oceanográficas y otras condiciones meteorológicas, las cuales podrían afectar negativamente nuestras operaciones y rentabilidad.

Aproximadamente el 54% de nuestra capacidad de generación instalada consolidada en 2017 era hidroeléctrica. En consecuencia, condiciones hidrológicas extremadamente secas podrían afectar adversamente nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera. Las condiciones hidrológicas de la región se han visto frecuentemente afectadas por dos fenómenos climáticos —El Niño y La Niña— que influyen en las precipitaciones y provocan sequías, lo que afecta nuestra capacidad de despachar energía de nuestras instalaciones hidroeléctricas. En Brasil, donde el 76% de nuestra 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 cual a su vez también han tenido un efecto directo sobre el mercado eléctrico de corto plazo que llevó a un aumento del despacho térmico y de los precios spot. Según las normas brasileñas, existe un mecanismo de reasignación que permite a los generadores hidroeléctricos con déficit de energía comprar energía a los precios establecidos a otros generadores con superávit; sin embargo, debido a la sequía imperante, todos los generadores de energía presentan déficits en relación con sus contratos de suministro, por lo que se han visto obligados a comprar en el mercado spot a precios mucho más altos, aproximadamente300 reales por MWh.

Asimismo, El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas colombianas en el pasado, donde el 87% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica, provocando un déficit de lluvias y altas temperaturas durante ese período y, como consecuencia, mayores precios de la energía. Cada evento de El Niño es diferente y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de sus efectos sociales y económicos podría ser considerable. Perú ha experimentado déficits de lluvias, especialmente hacia fines de 2016 y una alta volatilidad en sus condiciones hidrológicas en 2017. Aún cuando nuestra capacidad en Perú es mayormente termoeléctrica, los eventos hidrológicos extremos han afectado a nuestras centrales que no son termoeléctricas. En marzo de 2017, "El Niño Costero" en Perú provocó precipitaciones inusualmente fuertes, en tanto que, hacia fines del año, los niveles de los ríos que alimentan nuestras centrales hidroeléctricas estaban por debajo de sus niveles promedio históricos. Estas situaciones han introducido gran volatilidad en los costos marginales.

Los costos de operación de las plantas termoeléctricas pueden ser considerablemente más altos que los de las plantas hidroeléctricas. Nuestros gastos de operación aumentan durante esos períodos de sequía, cuando las plantas termoeléctricas se despachan con más frecuencia. Además, dependiendo de nuestros compromisos comerciales, es posible que tengamos que realizar compras de electricidad en el mercado spot para cumplir con nuestras obligaciones contractuales de suministro y el costo de estas compras podría exceder nuestros precios contratados de venta de electricidad, lo que, a su vez, podría producir pérdidas por esos contratos. Para mayor información respecto a los efectos de la hidrología en nuestro negocio y nuestros resultados financieros, véase el "Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas— A. Resultados Operacionales— 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Situación Financiera de la Empresa—a. Negocio de Generación y Transmisión".

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

- Nuestras plantas termoeléctricas requieren agua para la refrigeración y las sequías no sólo reducen la disponibilidad de agua, sino que también aumentan la concentración de sustancias químicas, como los sulfatos en el agua. La alta concentración de químicos en el agua que utilizamos para la refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de nuestras centrales termoeléctricas, así como el riesgo de incumplir regulaciones ambientales. En consecuencia, tal vez tengamos que comprar agua de áreas agrícolas que también están experimentando escasez de agua. Estas compras de agua pueden aumentar nuestros costos operativos y nos obligan a negociar más con las comunidades.
- Las centrales termoeléctricas que queman gas natural generan emisiones tales como gases de óxido de nitrógeno (NO), dióxido de carbono (CO2) y monóxido de carbono (CO). Al operar con petróleo también liberan NO, dióxido de azufre (SO2) y material particulado en la atmósfera. Las plantas de carbón generan emisiones de SO_2 y NO. Por lo tanto, el mayor uso de plantas termoeléctricas durante períodos de sequía generalmente aumenta el riesgo de producir un mayor nivel de contaminantes que podría resultar en sanciones si las emisiones superan ciertos niveles.

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

El negocio de distribución también se ve afectado por condiciones climáticas. Las temperaturas moderadas, por ejemplo, pueden disminuir el uso de calefacción o aire acondicionado, lo que afecta el consumo de energía. Incluso con temperaturas extremas, la demanda podría aumentar significativamente en un corto período de tiempo, lo que, a su vez, podría afectar el servicio y dar lugar a interrupciones que a su vez podrían redundar en multas. Dependiendo de las condiciones climáticas, los resultados obtenidos por nuestro negocio de distribución podrían variar de un año a otro.

La regulación gubernamental puede afectar adversamente nuestros negocios.

Estamos sujetos a extensas regulaciones sobre las tarifas que aplicamos a nuestros clientes y a otros aspectos de nuestro negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad. Por ejemplo, los distintos gobiernos de los países donde operamos podrían aplicar un racionamiento eléctrico durante las sequías o fallas prolongadas en los servicios de electricidad, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y situación financiera.

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 nuestros costos a los clientes, como fue el caso de Edesur, nuestra filial de distribución argentina, entre 2008 y enero de 2017, y actualmente con Codensa, nuestra distribuidora colombiana, cuya revisión arancelaria estaba prevista para 2015, pero que no ocurrió hasta enero de 2018. De igual modo, las regulaciones sobre electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que operamos pueden afectar la capacidad de nuestras empresas de generación para obtener los ingresos para compensar los costos operacionales.

La incapacidad de cualquier empresa de nuestro grupo consolidado para obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos operacionales puede afectar nuestra capacidad para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en nuestro negocio, resultados operacionales y nuestra condición financiera.

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

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

Nuestras filiales generadoras 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, nuestras 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.

Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos de los pagos de nuestras filiales y compañías afiliadas.

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

Históricamente, no hemos podido acceder siempre a los flujos de caja de nuestras filiales debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, condiciones económicas y restricciones de crédito.

Nuestros resultados operacionales futuros podrían continuar estando sujetos a mayores incertidumbres económicas y políticas, tales como regulaciones gubernamentales, condiciones económicas y restricciones de crédito, reduciendo por lo tanto la probabilidad de poder contar con los flujos de caja de las operaciones de aquellas entidades para el pago de nuestra deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales. Algunas de nuestras filiales están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. Otras restricciones legales, tales como control de divisas, pueden limitar la capacidad de nuestras filiales y asociadas para pagarnos dividendos y amortizar créditos u otros pagos. Además, la capacidad de cualquiera de nuestras filiales que no son de nuestra propiedad exclusiva para entregarnos pagos en efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de nuestras filiales pueden verse obligadas por autoridades locales, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, nuestras filiales podrían, en ciertas circunstancias, verse impedida a entregarnos efectivo.

Restricciones contractuales. Las restricciones para el reparto de dividendos incluidas en algunos convenios de crédito de nuestras filiales, incluyendo Enel Generación Piura, pueden impedir el pago de dividendos u otros repartos a los accionistas si están en incumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, nuestros convenios de crédito prohíben hacer repartos si hay un evento de incumplimiento en curso.

Resultados operacionales de nuestras filiales. La capacidad de nuestras filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones a nosotros está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de nuestras filiales superan su caja disponible, no se nos entregará efectivo. Por ejemplo, en 2016, Enel Distribución Río debió enfrentarse con un descenso en la demanda, pérdidas no técnicas superiores y tarifas reducidas, por lo cual no se nos entregó efectivo.

Adicionalmente, la moneda de cualquier dividendo pagado por nuestras filiales está sujeta a depreciación en relación con nuestra moneda funcional, lo que podría tener un impacto negativo en nuestra capacidad de pagar dividendos a los accionistas.

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

Estamos involucrados en litigios, especialmente en Brasil.

Actualmente estamos involucrados en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para nosotros. En 2016, tres demandas presentadas en contra de Enel Distribución Goiás sostuvieron que el proceso de privatización se desarrolló en forma ilegal, por lo cual apuntan a anular el proceso y a cobrar indemnizaciones. Los demandantes incluyen a Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”) y la International Finance Corporation (“IFC”). Estos procedimientos legales conllevarían un grave riesgo si Enel Brasil perdiera la concesión otorgada a Enel Distribución Goias. Estas demandas podrían tardar hasta diez años en resolverse. Enel Distribución Goias también enfrenta juicios tributarios que se remotnan a épocas anteriores a su privatización, lo cual no sólo podría afectarnos negativamente, sino que también podría desviar nuestros recursos y el enfoque de nuestra administración durante muchos años.

Nuestra situación financiera o resultados operacionales podrían verse afectados si no tenemos éxito en la defensa de estos litigios u otras demandas que se interpongan en nuestra contra. Para mayor información sobre litigios, véase la Nota 34.3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Las regulaciones ambientales en los países en que operamos y otros factores pueden causar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los gastos de explotación y gastos de capital.

Nuestras filiales operativas están sujetas a regulaciones ambientales, las cuales, entre otras cosas, exigen que realicemos estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtengamos permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede ser negada y retrasada por las autoridades gubernamentales.

Los proyectos que requieren la consulta de partes interesadas locales en su proceso de evaluación pueden ser rechazados o su desarrollo puede ser impedido o ralentizado. Nuestras partes interesadas también pueden solicitar medidas cautelares o de otro tipo, que podrían afectarnos negativamente si tienen éxito. Además, los proyectos que no requieren consulta con los interesados locales pueden estar sujetos a intervención o sufrir resistencia continua, retrasando su proceso de aprobación o desarrollo.

En el caso de las instalaciones existentes, las regulaciones cada vez más numerosas de los cuatro países en los que mantenemos inversiones redundaron un mayor riesgo de incumplimiento que nos ha obligado crear equipos especializados para gestionar el cumplimiento con las regulaciones y mantener una relación técnica más estrecha con las autoridades para entender mejor las posibles implicancias.

Los retrasos o modificaciones de cualquiera de los proyectos propuestos o los cambios en las leyes y reglamentos o en la interpretación de dichas leyes y reglamentos podrían afectar adversamente nuestras operaciones o nuestros planes para las empresas en las cuales tenemos inversiones, lo que podría, a su vez, afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Nuestras centrales generadoras, tanto las que se encuentran en funcionamiento como aquéllas que aún se encuentran en proyecto, pueden enfrentar oposición significativa de diferentes grupos, lo que pueden retrasar su desarrollo, aumentar los costos, dañar nuestra reputación y, potencialmente, resultar en un deterioro de nuestra imagen frente a nuestros grupos de interés.

Nuestra reputación constituye la base de nuestra relación con nuestros grupos de interés clave y otras partes interesadas. Si no tenemos la capacidad de manejar efectivamente los problemas reales o percibidos que pudieran afectarnos negativamente, nuestro negocio, resultados operacionales o condición financiera podrían verse afectados de manera adversa.

La mayoría de los países en los que estamos activos han adoptado reglas de consulta con los actores locales en la fase preliminar del proceso de evaluación para evitar cualquier riesgo de conflicto y minimizar los impactos de la central. Las plantas construidas antes de la adopción de estas reglas que no fueron sometidas a consulta local pueden enfrentar la oposición de diversos grupos de interés, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros. La gestión de estos conflictos podría resultar en interrupciones de centrales sin generación y en costos legales.

La operación de nuestras actuales centrales termoeléctricas, especialmente las centrales a carbón, también podrían afectar nuestro prestigio frente a los grupos de interés debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que podrían afectar adversamente el medioambiente.

El daño a nuestra reputación podría ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, llevando, en último término, a que los proyectos y las operaciones sean abandonados, ocasionando una caída en el valor de las acciones, y provocar dificultades para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio para nuestro nombre con esos grupos de interés.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole en cualquier región del mundo pueden tener un impacto significativo en los países en los que operamos y, en consecuencia, pueden afectar negativamente nuestras operaciones así como nuestra liquidez.

Los cuatro países en los que tenemos 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 nuestros clientes demanden menos electricidad y que algunos de nuestros clientes pueden experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando nuestras cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y situación financiera.

Acontecimientos financieros y políticos en otras partes del mundo también podrían afectar de manera adversa nuestro negocio. Por ejemplo, las elecciones presidenciales de 2016 en los Estados Unidos aumentaron considerablemente la volatilidad de los mercados financieros mundiales debido a la incertidumbre de las decisiones políticas. Las nuevas políticas de Estados Unidos podrían afectar los

mercados mundiales y el comercio global y dar lugar a una renovada volatilidad, especialmente en los precios de commodities. Asimismo, la inestabilidad en Medio Oriente o en cualquier otra región productora de combustibles importante podría también resultar en mayores precios de los combustibles en el mundo, lo que a su vez podría incrementar los costos de combustible para nuestras centrales termoeléctricas y afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y la condición financiera. Incluso cierres temporales de las funciones gubernamentales en los EE.UU., como los que se produjeron en 2013, y que nuevamente se anunciaron en febrero de 2018, podrían tener efectos sumamente negativos sobre la oportunidad, ejecución y mayores gastos asociados con nuestras principales transacciones y restructuraciones en las que participen los tenedores de ADS y la Comisión de Títulos-Valores y Bolsas de EE.UU. (la "SEC").

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

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

Las fluctuaciones económicas, la inestabilidad política y los escándalos de corrupción en América del Sur pueden afectar nuestras operaciones y nuestra condición financiera, así como el valor de nuestros títulos.

Todas nuestras operaciones se ubican en cuatro países de Sudamérica. Por consiguiente, nuestros ingresos consolidados podrían verse afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su conjunto. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cuatro países en los cuales tenemos inversiones u operaciones, nuestra condición financiera y los resultados operacionales podrían verse adversamente afectados. Tenemos inversiones en Brasil, una economía volátil que ha experimentado inestabilidad política debido a escándalos de corrupción que involucraron a varios funcionarios de muy alto rango en el gobierno, incluyendo a la presidenta, que fue sometida a juicio político y obligada a terminar su mandato en 2016.

Los insuficientes flujos de efectivo de nuestras filiales ubicadas en estos países con economías volátiles han llevado a su incapacidad de cumplir con obligaciones financieras y la necesidad de pedir exenciones para el cumplimiento de algunos convenios de deuda o, hasta cierto punto, solicitar garantías u otras medidas de emergencia de parte nuestra como accionistas, incluyendo aumentos extraordinarios de capital. Para más detalles sobre el apoyo financiero proporcionado a nuestras filiales brasileñas, véase el "Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas— B. Operaciones con Partes Relacionadas".

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

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

La construcción de centrales podría sufrir retrasos y resultar en sobrecostos

Nuestros proyectos de generación podrían sufrir retrasos en la obtención de los permisos de los reguladores, o podrían enfrentarse a una escasez de equipos, materiales u obra de mano, y al aumento en los precios de los mismos, y podrían verse expuestos a retrasos en la construcción, huelgas, condiciones meteorológicas adversas, desastres naturales, disturbios civiles, accidentes y errores humanos. Cualquiera de los eventos antes mencionados podría tener un impacto negativo sobre nuestros resultados operacionales y situación financiera

Las condiciones de mercado existentes al momento de la aprobación inicial de los proyectos podrían ser totalmente distintas a las imperantes al momento de completar los proyectos, por lo que en algunos casos estos proyectos podrían ser comercialmente inviables. Las ubicaciones en las que podríamos desarrollar proyectos nuevos también suelen presentar grandes desafíos en términos de su topografía geográfica, tales como pendientes montañosas, selvas y otras áreas de accesibilidad muy limitada. Estos factores también podrán llevar a retrasos y sobrecostos considerables.

Es posible que no seamos capaces de efectuar adquisiciones apropiadas.

Nosotros verificamos de manera continua las proyecciones de adquisiciones que puedan aumentar nuestra cobertura de mercado o complementar nuestros negocios existentes, aunque no podemos asegurar que podamos identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controlamos es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, por lo que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si llevamos a cabo adquisiciones adicionales, como las realizadas para Enel Distribución Goias en febrero de 2017 y Volta Grande en noviembre de 2017, podríamos incurrir en deudas importantes y tener que asumir obligaciones desconocidas, sufrir la potencial pérdida de empleados clave, incurrir en gastos de amortización relacionados con activos tangibles y desviar la atención de la administración de otros emprendimientos

comerciales. Cualquier retraso o dificultad relacionada con la adquisición y la integración de operaciones múltiples podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados operacionales.

Nuestro negocio y rentabilidad podrían verse afectados de manera adversa si los derechos de agua son rechazados o si las concesiones de agua son otorgadas por tiempo limitado o si el costo de los derechos de agua aumenta.

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

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

Los riesgos cambiarios podrían afectar adversamente nuestros 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, nuestras filiales generan ingresos en pesos argentinos, Nuevos Soles, reales brasileños y pesos colombianos.

En general hemos estado y continuaremos estando expuestos de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar nuestras tarifas al dólar.

Debido a esta exposición, el efectivo generado por nuestras 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 recibimos ingresos o en las que incurrimos en gastos, podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados operacionales, especialmente al medirse en dólares estadounidenses.

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

Estamos expuestos a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities por causa de los contratos de venta de energía a largo plazo que hemos celebrado. Nuestras filiales tienen obligaciones importantes en virtud de los contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados a diferentes *commodities*, tipos de cambio, inflación y precios de mercado de la electricidad. Cambios adversos en estos índices podría reducir las tarifas que aplicamos en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y situación financiera. En nuestro negocio de distribución también estamos expuestos a las fluctuaciones de los precios de la energía.

En algunos países, incluyendo a Perú, donde los clientes pueden elegir libremente tarifas no reguladas, dicha elección podría resultar perjudicial para los resultados de explotación que podríamos haber recibido si hubieran optado por un régimen regulado. A veces, los clientes también eligen a un proveedor de energía alternativo, con lo cual se vería afectado negativamente nuestro negocio, resultados operacionales y situación financiera.

Nuestro accionista controlador podría ejercer influencia sobre nosotros y podría tener una visión estratégica de nuestro desarrollo diferente de la de nuestros accionistas minoritarios.

Enel, nuestro accionista controlador, es propietario del 51,8% de nuestro capital accionario al 31 de diciembre de 2017, y tiene la facultad de determinar el resultado de todos los asuntos importantes que requieren los votos de los accionistas, de acuerdo con la ley de sociedades chilena, tales como la elección de la mayoría de los miembros del Directorio y, sujeto a restricciones legales y contractuales, nuestra política de dividendos. Enel también ejerce influencia significativa sobre nuestras operaciones y estrategia comercial. Sus intereses podrían en algunos casos diferir de los de nuestros accionistas minoritarios. Por ejemplo, Enel realiza sus operaciones comerciales en el campo de las energías renovables en países sudamericanos, exceptuando Chile, a través de Enel Green Power S.p.A., en la cual no tenemos una participación en el capital social. Ciertos conflictos de interés que afecten a Enel en esta materia podrían resolverse de manera diferente a los intereses de nuestra compañía o de nuestros accionistas minoritarios.

Nuestro negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo, que podrían afectar de manera adversa nuestras operaciones, ingresos y flujos de caja.

Nuestras principales instalaciones incluyen centrales generadoras, activos de transmisión y de distribución. Nuestras instalaciones podrían 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 interrupciones en nuestro negocio, reducciones significativas de nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros de lucro cesante. Podría haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de nuestras pólizas de seguro, las cuales normalmente contemplan un deducible y están sujetas a montos máximos por siniestro.

Por ejemplo, en marzo de 2017, "El Niño Costero" en Perú provocó precipitaciones inusualmente fuertes que causaron innumerables aludes y avalanchas en las cuencas costeras peruanas que causaron la detención de varias de nuestras centrales hidroeléctricas, como la de Callahuanca (81 MW) y Moyopampa (69 MW). Cinco centrales interrumpieron temporalmente sus operaciones el 16 de marzo de 2017, y una de ellas sigue fuera de servicio a la fecha de este Informe.

Estamos sujetos a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados al financiamiento de nuestros nuevos proyectos y gastos de capital, y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer; también estamos sujetos al cumplimiento de obligaciones de deuda, todo lo cual podría afectar adversamente nuestra liquidez.

Al 31 de diciembre de 2017, nuestra deuda consolidada ascendió a Ch$ 5.004 mil millones.

Nuestra deuda financiera consolidada tenía el siguiente perfil de vencimientos:

- Ch$ 671 millones en 2018;
- Ch$ 1.742 millones de 2019 a 2020;
- Ch$ 986 mil millones de 2021 a 2022; y
- Ch$ 1.605 millones en adelante.

A continuación, se detalla la deuda por país con vencimientos en 2018:

- Ch$ 289 mil millones para Brasil;
- Ch$ 266 millones para Colombia;
- Ch$ 102 millones para Perú;
- Ch$ 11 millones para Chile; y
- Ch$ 3 millones para Argentina.

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

Si nosotros o nuestras filiales no cumplimos con alguna de estas disposiciones contractuales significativas, nuestros acreedores y titulares de bonos podrían exigir el pago inmediato, y una porción significativa de nuestra deuda podría vencer y ser exigible. Por ejemplo, como resultado de la situación económica y política brasileña Enel Distribución Río se ha visto enfrentada a problemas

financieros que dieron origen a una menor demanda de electricidad, un aumento en los costos debido a la inflación y un deterioro de sus flujos de caja y EBITDA. Enel Distribución Río debió renegociar algunos de sus convenios financieros entre diciembre 2015 y enero 2016, para así evitar el incumplimiento contractual. Existe el riesgo adicional de incumplimiento si el ambiente económico en Brasil sigue deteriorándose. En marzo de 2016, como consecuencia del deterioro de la solvencia de Enel Distribución Río, garantizamos el préstamo bancario a tres años de Enel Distribución Río por US$ 75 millones. Posteriormente, en julio de 2016, también otorgamos préstamos internos a Enel Brasil para proporcionarle estabilidad financiera. Para más detalles, véase el "Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas — B. Transacciones con Partes Relacionadas". Durante el año 2017 monitoreamos atentamente los convenios financieros de Enel Distribución Río debido a su frágil situación financiera actual.

Es posible que no podamos refinanciar nuestro endeudamiento o que no podamos obtener dicho refinanciamiento en términos que sean aceptables para nosotros. A falta de dicho refinanciamiento, podríamos vernos obligados a enajenar activos con el fin de hacer los pagos vencidos de nuestro endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Más aun, es posible que no podamos vender nuestros activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos, para poder realizar esos pagos.

Podríamos también no tener la capacidad de obtener los fondos requeridos para completar nuestros proyectos en desarrollo o en construcción. Las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobrecostos no previstos pueden comprometer nuestra capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

A la fecha de este Informe, Brasil es el país en el que registramos nuestro mayor riesgo de refinanciación. Al 31 de diciembre de 2017, la deuda con terceros de nuestras filiales brasileñas ascendía a Ch$ 1.715 millones. Nuestra incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o para refinanciar nuestra deuda existente podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Dependemos de sistemas de transmisión eléctrica que ni son de nuestra propiedad ni están bajo nuestro control. Si estas instalaciones no nos proveen un servicio de transmisión adecuado, podríamos vernos impedidos de entregar la energía que vendemos a nuestros clientes finales.

Para entregar la electricidad que vendemos, dependemos de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas que son operados por ellas. Esta dependencia nos expone a diversos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, podríamos quedar impedidos de vender y entregar nuestra electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad podrían ser insuficientes. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que nos apoyamos podrían no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente nuestras operaciones y resultados financieros. La construcción de nuevas líneas de transmisión podría demorar más que en el pasado, principalmente por los nuevos requerimientos sociales y medioambientales que están generando incertidumbres sobre los plazos en los que completaremos nuestros proyectos. Además, en algunos de los países en los que operamos, el incremento de proyectos de energías renovables no convencionales ("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.

También dependemos de los gasoductos para obtener gas natural, principalmente en Perú, donde la mayor parte de nuestra capacidad es termoeléctrica. El sistema peruano enfrentó congestionamientos de gas y energía debido a la falta de capacidad suficiente en los gasoductos y líneas de transmisión, respectivamente, que resultaron en precios spot más altos. Desde el año 2008 hasta el 1º de octubre de 2017 existía un límite para los precios spot, pero las restricciones de las líneas de transmisión y los gasoductos obligaron a las autoridades peruanas a implementar un modelo especial de cálculo de precios spot. El precio máximo era de US$ 95/MWh. Aún cuando el precio máximo se estableció originalmente debido a las restricciones del gasoducto, la falta de capacidad de transmisión, principalmente en el sur de Perú, amplió el uso del modelo de determinación del precio máximo. Durante la primera quincena de octubre de 2017, en ausencia de un precio spot máximo y debido al retraso en la puesta en marcha de la nueva línea de transmisión, los precios spot fueron inusualmente altos en el sur de Perú (con un máximo de US$ 180 por MWh y, simultáneamente, muy bajos en la parte central del país. No fue posible despachar la energía excedente de la región central a la región del sur de Perú. Situaciones similares podrían presentarse en el futuro, como así también en otros países en los cuales operamos, y afectar nuestros resultados operacionales.

Cualquier interrupción, falla o falta de instalaciones de transmisión podría interrumpir nuestro negocio o afectar los precios de mercado, lo que podría, a su vez, afectar adversamente nuestros resultados de operaciones y situación financiera.

Nuestras instalaciones de generación termoeléctrica en los cuatro países en que operamos compran gas, carbón, diésel y otros combustibles para generar electricidad, dependiendo de la tecnología de las respectivas centrales. Cualquier incumplimiento contractual o falta de suministro podría impedir que nuestras instalaciones generen electricidad en forma oportuna.

Por ejemplo, nuestra filial Fortaleza posee y opera una central de ciclo combinado a gas natural de 327 MW que tiene la capacidad de generar un tercio de las necesidades de electricidad de 8,8 millones de personas en Ceará. Fortaleza mantiene un contrato con Petrobras, ésta habiendo sido designada por el gobierno federal de Brasil para suministrar gas natural conforme al Programa de Prioridad

Termoeléctrica, en virtud del cual el suministro de gas a Fortaleza estaría garantizado hasta 2023, a un precio definido contractualmente. El propósito principal del contrato es evitar una crisis energética a corto plazo garantizando la generación termoeléctrica debido a que las centrales hidroeléctricas son vulnerables a las condiciones hidrológicas. En septiembre de 2017, después de 15 años de suministro ininterrumpido, Petrobras informó a Fortaleza sobre su intención de dar término al contrato basándose en una supuesta desigualdad existente entre el precio contractual y las actuales condiciones de mercado. En diciembre de 2017, cuando debía suspenderse el suministro de gas, un tribunal emitió una orden judicial que garantizaba el suministro de gas natural a Fortaleza por parte de Petrobras. Sin embargo, en febrero de 2018, el tribunal suspendió la orden y Petrobras nuevamente notificó a Fortaleza que el suministro de gas estaba suspendido. Fortaleza detuvo sus operaciones en marzo de 2018 debido a la falta de suministro de gas, y continúa fuera de servicio a la fecha de este Informe.

Una detención de la central termoeléctrica también afectaría las operaciones de Enel Distribución Ceará debido a que Enel Distribución Ceará ha contratado toda la generación de Fortaleza hasta el año 2023, año en que terminará la concesión de Fortaleza. Esta situación podría afectar negativamente no sólo a nuestro negocio, resultados operacionales y situación financiera brasileños, sino que también a nuestra situación financiera consolidada debido al riesgo de incumplimiento con los convenios financieros y de otro tipo de la mayoría de nuestras filiales brasileña, y además podría perjudicar nuestra reputación.

Nuestro negocio podría experimentar consecuencias adversas si no somos capaces de lograr acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva con los trabajadores sindicalizados ni de conservar a los empleados clave.

Un gran porcentaje de nuestros empleados son miembros de sindicatos y tienen convenios de negociación colectiva que deben ser renovados de manera regular. Nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados si no llegamos a acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan a dichos empleados, o si un acuerdo con un sindicato de trabajadores contiene condiciones que nosotros consideramos desfavorables. Las leyes de varios de los países en los operamos 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 nuestros costos más allá de lo que nosotros hayamos presupuestado.

Adicionalmente, muchos de nuestros empleados son altamente especializados, y ciertas acciones como huelgas, abandono de funciones o suspensiones por parte de estos empleados podrían impactar adversamente nuestro negocio, desempeño operacional y condición financiera, así como también nuestra reputación.

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

A pesar de que no tenemos activos en Chile, nuestras acciones se transan en las Bolsas de Valores chilenas debido a que estamos constituidos bajo las leyes de la República de Chile y tenemos nuestra casa matriz en Chile. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los Mercados de Valores más importantes en los Estados Unidos u otros países desarrollados. La escasa liquidez del mercado chileno puede afectar la capacidad de nuestros accionistas de vender sus acciones, o los titulares de los ADS para vender nuestras acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en el mercado chileno en las cantidades y a los precios y en los tiempos deseados. También, la liquidez y el mercado para nuestras 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.

Además, los mercados chilenos de valores pueden verse afectados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado y la evolución de los países latinoamericanos, de otros mercados emergentes y de otras partes del mundo. Aunque las condiciones económicas en estos países pueden diferir significativamente de las condiciones económicas en Chile, las reacciones de los inversionistas ante la evolución de cualquiera de esos otros países pueden tener un efecto adverso sobre el valor de mercado y la liquidez de los valores para emisores chilenos. Un aumento en los riesgos percibidos asociados con la inversión en países sudamericanos y en otras partes del mundo podría reducir los flujos de capital hacia Chile y afectar negativamente a la economía chilena en general, y a los intereses de los inversionistas en nuestras acciones o ADS en particular.

Las demandas presentadas contra nosotros fuera de los países sudamericanos en los que operamos, o los reclamos en contra nuestra que se basan en conceptos legales extranjeros podrían no tener éxito.

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

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

Dependemos de los sistemas de tecnologías de la información, comunicación y procesos ("Sistemas TI") para operar nuestros negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente nuestros negocios, la condición financiera y los resultados operacionales

Los Sistemas TI son cada vez más vitales en todo el mundo y el sector eléctrico no es una excepción. En nuestro negocio de generación, los Sistemas TI son esenciales para monitorear la operación de nuestras centrales, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a nuestros clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. Nuestras filiales de distribución también podrían verse afectadas negativamente porque dependen en gran medida de Sistemas TI para monitorear sus redes (conocidas en algunos países como redes inteligentes debido a la mayor digitalización del mercado), procesos de facturación para millones de clientes y plataformas de servicio al cliente. En Colombia y, en un mucho menor grado, en Argentina, hemos instalado medidores inteligentes que permitirán comunicaciones bidireccionales y redes digitalizadas e interconectadas. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos Sistemas TI, ya sean intencionales o no, podrían tener un efecto adverso importante en nuestros resultados operacionales. Adicionalmente, ataques cibernéticos podrían tener un efecto adverso para nuestra reputación y nuestra relación con la comunidad. Durante los últimos años se han intensificado en todo el mundo los ataques cibernéticos globales a los sistemas de seguridad, las operaciones de tesorería y los Sistemas TI. Estamos expuestos a ataques cibernéticos cuyo objetivo es dañar nuestros activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en búsqueda de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernético de información sobre propiedad y confidencial, incluyendo información de nuestros clientes. Asimismo, estamos expuestos a ataques de denegación de servicio que pueden afectar la accesibilidad de nuestros servicios a nuestros usuarios y ataques que pueden afectar a nuestros sistemas de nombres de dominio, impidiendo el uso de ciertas páginas web y aplicaciones útiles.

Nos hemos enfrentado a ataques cibernéticos en el pasado. Otros ataques cibernéticos podrían ocurrir y podrían afectarnos de forma adversa en el futuro.

Ítem 4. Información sobre la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía

Historia

Somos una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada con sede en Chile y constituida con arreglo a las leyes de la República de Chile. Desde enero de 1983 hemos estado inscritos en Santiago ante la CMF (entidad que reemplazó a la antigua SVS), con el número de inscripción 0175. También estamos registrados ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos, con el número de expediente 001-12400, desde el 19 de octubre de 1993. Legalmente, nuestra razón social completa es Enel Américas S.A., aunque también podemos referirnos a nuestra empresa usando el nombre abreviado Enel Américas. Nuestras acciones se cotizan y transan en las bolsas de valores chilenas y nuestros ADS, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE).

Nuestra información de contacto en Chile es:

Persona de contacto:	Nicolás Billikopf
Dirección:	Santa Rosa 76, Santiago, Código Postal 8330099, Chile
Correo electrónico:	nicolas.billikopf@enel.com
Teléfono:	(56-2) 2353-4628
Sitio web:	www.enelamericas.cl

Somos una empresa eléctrica de servicios de utilidad pública dedicada, a través de nuestras filiales y afiliadas, a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Al 31 de diciembre de 2017, poseíamos una capacidad instalada de 11.444 MW y 17,2 millones de clientes en el negocio de distribución. Nuestra capacidad instalada se compone de 110 unidades de generación en los cuatro países en los que operamos, de las cuales el 54% corresponde a centrales hidroeléctricas. Al 31 de diciembre de 2017, poseíamos activos consolidados con un valor total de US$ 20,2 mil millones e ingresos de explotación de US$ 10,5 mil millones.

Desde junio de 2009, nuestro accionista controlador ha sido la empresa italiana Enel, la que, al 31 de diciembre de 2017, poseía el 51,8% de nuestras acciones. Enel es una empresa de energía con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas, con un enfoque especial en Europa y América Latina. Enel opera en más de 30 países en cuatro continentes, produce energía a través de una red con capacidad instalada de 83 GW, y distribuye electricidad y gas a través de una red que cubre 2,1 millones de kilómetros. Con más de 65 millones de usuarios en todo el mundo, Enel cuenta con la mayor base de clientes entre sus competidores europeos, y figura

entre las mayores empresas de Europa en términos de capacidad instalada y EBITDA informado. Las acciones de Enel se transan en la Bolsa de Milán.

Somos una de las mayores empresas del sector eléctrico de América del Sur que cotizan en las bolsas. Nuestros orígenes se remontan a la Compañía Chilena de Electricidad Ltda. (CCE), que fue fundada en el año 1921 como resultado de la fusión de la empresa Chilean Electric Tramway and Light Co., fundada en el año 1889, y la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica (CONAFE), con operaciones desde el año 1919. En 1970, el gobierno chileno nacionalizó la CCE. Durante la década de 1980, el sector fue reorganizado mediante la Ley General de Servicios Eléctricos chilena, conocida como el Decreto con Fuerza de Ley número 1 de 1982 (en adelante, DFL Nº1), y las operaciones de la CCE se dividieron en una empresa de generación, AES Gener S.A. (Gener), una compañía actualmente no asociada, y dos empresas de distribución: Chilquinta S.A., con concesión en la Región de Valparaíso, también empresa no asociada, y la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., con concesión en la Región Metropolitana de Santiago. Entre 1982 y 1987, el sector eléctrico chileno fue sometido a un proceso de reprivatización. En agosto de 1988, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. cambió su nombre a Enersis S.A. (Enersis) y se convirtió en la nueva sociedad matriz de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., renombrada más tarde como Chilectra S.A. (la actual Enel Distribución Chile S.A.). En la década de 1990 diversificamos nuestro negocio a los sectores de generación, transmisión y distribución de electricidad en otros países de Sudamérica. Como resultado de la Reorganización 2016 (descrita más adelante), dejamos de poseer activos de electricidad en Chile; en su lugar, tenemos activos de generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Iniciamos nuestras operaciones internacionales en el año 1992, en Argentina, con nuestra inversión en Edesur, una empresa de distribución de electricidad, y en Costanera, una empresa de generación. Luego nos expandimos a Perú, en el año 1994, a través de una inversión en la empresa de distribución Edelnor (actualmente, Enel Distribución Perú) y en el año 1995 invertimos en la empresa de generación de electricidad Edegel (actualmente, Enel Generación Perú). Nuestra presencia en Brasil y Colombia comenzó en el año 1996, a través de una inversión en la empresa de distribución brasileña Ampla (actualmente, Enel Distribución Río) y en la empresa generadora colombiana Codensa. En el año 1997 adquirimos la empresa generadora colombiana Emgesa. Un año más tarde, en 1998, adquirimos Coelce (actualmente Enel Distribución Ceará) y en el año 2002, Fortaleza, en el estado brasileño de Ceará. El año 2005 se formó Enel Brasil con el objeto de gestionar la totalidad de los activos de generación, transmisión y distribución que poseíamos en Brasil, a saber: Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Fortaleza, Cien y Cachoeira Dourada. Esto significó participar en el negocio de transmisión a través de Cien.

En Perú, el año 2006, la Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A., una empresa peruana de generación que en ese entonces era de propiedad de la eléctrica española Endesa S.A. (Endesa España), se fusionó por incorporación con Edegel (Enel Generación Perú, transformándose en una empresa de generación termoeléctrica de 475 MW.

En septiembre de 2007, fusionamos nuestras filiales de generación en Colombia para crear nuestra empresa de generación colombiana Emgesa. Al 31 de diciembre de 2017 poseíamos una participación del 48,5% en Emgesa y, con arreglo a un pacto de accionistas, controlamos y consolidamos dicha empresa. Para mayor información sobre nuestro control y consolidación de Emgesa, véase "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras— A. Resultados operacionales —1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y situación financiera de la Compañía".

En octubre de 2009, Enel Generación Chile adquirió un 29,4% adicional en Enel Generación Perú, aumentando nuestra participación económica en dicha empresa del 19,8% al 37,5%. También en octubre de 2009 adquirimos un 24% adicional en nuestra filial peruana Enel Distribución Perú, aumentando nuestra participación económica en esta empresa del 33,5% a 57,5%.

En junio de 2012, Endesa España, nuestra casa matriz en ese entonces, propuso un aumento de capital en nuestra Compañía, mediante el cual ella efectuaría aportes en especie de la totalidad de sus participaciones accionarias en 25 empresas de los cinco países de América del Sur en los que operábamos. El resto de los accionistas tenía el derecho a aportar su participación proporcional en efectivo. El aumento de capital se ofreció primeramente a los accionistas existentes mediante una oferta de derechos preferentes, inscrita ante la CMF chilena y la SEC estadounidense, y posteriormente a través de una oferta primaria, que concluyó el 28 de marzo de 2013. El aumento de capital total de Ch$ 2.846.000.000.000 (aproximadamente US$ 6 mil millones en ese entonces) consistió en Ch$ 1.714.000.000.000 (US$ 3,6 mil millones) de aportes en especie de Endesa España y Ch$ 1.132.000.000.000 (US$ 2,4 mil millones) en efectivo de accionistas minoritarios (en adelante, el aumento de capital del año 2013).

Tras el aumento de capital del año 2013, adquirimos participaciones adicionales en ciertas empresas, tanto directamente como también indirectamente a través de nuestras filiales, incluyendo las siguientes operaciones:

- El 14 de enero de 2014 presentamos una oferta pública voluntaria para la adquisición de las acciones de nuestra filial Enel Distribución Ceará que no eran de nuestra propiedad. La inversión ascendió a Ch$ 133 mil millones (en ese entonces). Como resultado de esta operación, en mayo de 2014 alcanzamos una participación económica del 64,9% en Enel Distribución Ceará.

Tras el proceso de la Reorganización 2016 y al 31 de diciembre de 2017, poseíamos una participación económica del 73,8% en Enel Distribución Ceará.

- El 30 de abril de 2014 anunciamos la compra de todas las acciones de titularidad indirecta que Inkia Américas Holdings Limited tenía en Generandes Perú S.A. (correspondientes al 39,0% de esa empresa), la empresa controladora de Enel Generación Perú. La inversión total ascendió a Ch$ 243 mil millones (equivalente a US$ 413 millones en ese entonces). Como resultado de esta operación, en septiembre de 2014 aumentamos nuestra participación accionaria indirecta en Enel Generación Perú de un 21% a un 58,6%.
- El 30 de noviembre de 2016, nuestra filial Enel Brasil presentó la mejor oferta para la adquisición de un paquete accionario representativo del 94,8% del capital social de Celg Distribuição S.A. (Enel Distribución Goiás) en un proceso de licitación organizado por el gobierno de Brasil a través de BNDES. Enel Distribución Goiás es una empresa de distribución brasileña con sede en el estado de Goiás. La oferta ascendió a R$ 2.187 millones (US$ 640 millones). La adquisición se materializó el 14 de febrero de 2017, tras su aprobación por la autoridad nacional antimonopolio, el Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), y el organismo regulador brasileño, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, por sus siglas en portugués). En mayo de 2017, Enel Brasil adquirió un 5% de participación adicional en Enel Distribución Goiás, empresa que ahora es de nuestra propiedad plena, por un monto de R$ 82 millones.
- En septiembre de 2017, nuestra filial Enel Brasil se adjudicó una concesión de 30 años subastada por el regulador brasileño para operar Volta Grande, una central hidroeléctrica de 380 MW, emplazada en el estado de Minas Gerais, que anteriormente era propiedad de Cemig. La central hidroeléctrica inició sus operaciones comerciales en el año 1974. Está compuesta por cuatro unidades de generación, con una capacidad instalada de 95 MW cada una. La oferta ascendió a R$ 1.419 millones (US$ 445 millones) y el pago se efectuó el 30 de noviembre de 2017. Para llevar a cabo esta operación, suscribimos y pagamos en su totalidad un aumento de capital en efectivo en Enel Brasil, ascendente a R$ 568 millones (US$ 178 millones). Dicho aumento de capital fue financiado parcialmente con los fondos remanentes del aumento de capital del año 2013.

El 4 de octubre de 2017, nuestra filial de propiedad plena Enel Perú adquirió una participación del 7,5% en el capital social de Enel Distribución Perú (la antigua Edelnor) en la Bolsa de Valores de Lima. Esta transacción tuvo un valor de 262 millones de soles peruanos (US$ 80 millones). Como resultado de esta operación, aumentamos nuestra participación económica en Enel Distribución Perú a nuestro actual 83,2%.

Durante el año 2017 participamos en diversos aumentos de capital en Enel Brasil. Estas operaciones se llevaron a cabo por las siguientes razones: i) para financiar las adquisiciones de Enel Distribución Goiás y la concesión de Volta Grande en el año 2017; y ii) para simplificar nuestra estructura societaria. En noviembre de 2017, Enel Brasil formalizó un aumento de capital, pagado por nosotros en especie con la totalidad de nuestros paquetes accionarios directos en Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Río. En consecuencia, al 31 de diciembre de 2017, nuestra participación en Brasil es en su totalidad a través de nuestra filial de propiedad plena Enel Brasil.

El 23 de octubre de 2014, Endesa España vendió 9.967.630.058 de nuestras acciones (representativas de una participación del 20,3%) que poseía directamente y el 100% de su paquete accionario en Enel Latinoamérica (propietaria del 40,3% de nuestras acciones) a Enel Iberoamérica, una filial de Enel. En diciembre de 2016, Enel Iberoamérica absorbió a Enel Latinoamérica a través de una fusión. El año 2017, Enel Iberoamérica implementó una escisión transfronteriza para separar sus negocios ibéricos de los latinoamericanos. La escisión se tradujo en la creación y formación de Enel South America, una nueva empresa italiana de propiedad plena de Enel, que posee, entre otros, el 60,6% del capital accionario de Enel Américas. Enel South America se fusionó con Enel el 16 de noviembre de 2017. Como resultado de lo anterior, Enel continúa siendo nuestro accionista controlador último, con un 51,8% de participación directa en nosotros.

La reorganización del año 2016

En el transcurso del año 2016, nuestros accionistas llevaron a cabo un proceso de reorganización con el fin de separar los negocios chilenos de los negocios no chilenos (en adelante, la Reorganización 2016).

La primera fase de la Reorganización 2016 consistió en la separación de los respectivos negocios chilenos y no chilenos de generación, transmisión y distribución de electricidad de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile), Chilectra y Enersis mediante una "escisión" con arreglo a la legislación chilena y la subsiguiente distribución de acciones de las recién creadas sociedades a los respectivos accionistas de cada empresa (conjuntamente, las Escisiones). Tras la aprobación de las Escisiones por parte de los accionistas de Enersis, Endesa Chile y Chilectra en sus respectivas juntas extraordinarias de accionistas celebradas el 18 de diciembre de 2015, la "separación" de los negocios tuvo lugar el 1º de marzo de 2016 y las Escisiones quedaron formalizadas en abril de 2016 con la emisión y salida a la bolsa de las acciones de las sociedades recientemente constituidas: Enersis Chile S.A. (Enersis Chile), Endesa Américas S.A. (Endesa Américas) y Chilectra Américas S.A. (Chilectra Américas). Como resultado de las Escisiones: (i) Endesa Chile

dio origen a Endesa Américas, la que se hizo cargo de los negocios no chilenos de Endesa Chile; (ii) Chilectra dio origen a Chilectra Américas, la que asumió los negocios no chilenos de Chilectra; y (iii) Enersis dio origen a Enersis Chile, la que mantuvo los negocios chilenos de Enersis.

La segunda fase de la Reorganización 2016 supuso una fusión entre las empresas poseedoras de los activos no chilenos. El 28 de septiembre de 2016, los accionistas respectivos de Enersis Américas S.A., Endesa Américas y Chilectra Américas aprobaron la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con Enersis Américas S.A., quedando esta última como entidad sobreviviente y continuadora legal de las anteriores. La fusión combinó los negocios no chilenos de generación, transmisión y distribución en una única empresa holding, contribuyó a la simplificación de la estructura societaria del grupo y generó beneficios tales como la reducción de las fugas de caja que significan las subsidiarias, la alineación de intereses estratégicos, y mayores eficiencias en la adopción de decisiones y en las operaciones. La fusión se hizo efectiva el 1º de diciembre de 2016. Como consecuencia de la fusión, emitimos 9.232.202.625 de nuevas acciones, considerándose que 872.333.871 de ellas eran readquisiciones, razón por la cual se las mantuvo como acciones de tesorería; todas ellas fueron canceladas después de que su cancelación fuera aprobada por los accionistas en la JEA celebrada el 27 de abril de 2017. Lo anterior se tradujo en que nuestro accionista controlador final, Enel, sea actualmente propietario del 51,8% de nuestras acciones en circulación.

Como parte de este proceso, Enersis cambió su razón social a Enersis Américas S.A. el 1º de marzo de 2016 y posteriormente a Enel Américas S.A. el 1º de diciembre de 2016. El 18 de octubre de 2016, (i) Endesa Chile cambió su razón social a Enel Generación Chile S.A., (ii) Chilectra pasó a llamarse Enel Distribución Chile S.A. y (iii) Enersis Chile S.A. pasó a llamarse Enel Chile S.A.

Inversiones de capital, desembolsos de capital y desinversiones

Nosotros coordinamos la estrategia general de financiamiento, incluyendo los plazos y condiciones de los préstamos y anticipos intercompañía realizados entre nuestras filiales, para optimizar la administración de deudas y liquidez. Generalmente, nuestras filiales operativas desarrollan de manera independiente sus planes de inversiones de capital con fondos generados internamente o con financiamiento directo. Una de nuestras metas es enfocarnos en las inversiones que traerán beneficios a largo plazo, tales como proyectos de reducción de pérdidas de energía. Aunque como parte de nuestro proceso presupuestario hemos considerados la forma en que estas inversiones serán financiadas, no nos hemos comprometido con ninguna estructura de financiamiento determinada, y las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se requieran los flujos de caja.

Nuestro plan de inversiones es lo suficientemente flexible como para adaptarse a circunstancias cambiantes, permitiendo asignar distintas prioridades a cada proyecto según su rentabilidad y justificación estratégica. Las prioridades de inversión están actualmente focalizadas en el negocio de distribución, y se relacionan con la confiabilidad de la red, la ampliación de capacidad y los nuevos desarrollos tecnológicos, tales como medidores inteligentes.

Respecto del período 2018 - 2020, anticipamos realizar en nuestras filiales inversiones de capital ascendentes a US$ 5,233 billones, los que están relacionados con inversiones actualmente en curso, mantenimiento de nuestra red de distribución, mantenimiento de las centrales de generación existentes, y realización de los estudios requeridos para desarrollar otros potenciales proyectos de generación y distribución. Para obtener mayor información acerca de estos proyectos, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Proyectos en desarrollo".

La siguiente tabla contiene las inversiones de capital previstas para el período 2018 - 2020 y las inversiones de capital realizadas durante los años 2017, 2016 y 2015:

	Estimado 2018-2020	2017	2016	2015
		(en millones de US$)		
Inversiones de capital[(1)]	5.233	1.371	1.230	2.081

(1) Los montos Capex corresponden a pagos efectivamente realizados en cada año indicado, netos de contribuciones, excepto en el caso de proyecciones futuras.

En el pasado, informábamos un estimativo quinquenal de inversiones de capital futuras. No obstante, si bien nuestras inversiones planificadas se extienden más allá de los tres años resaltados en la tabla anterior, ahora estamos informando un período de tres años para alinear mejor las proyecciones con el plan industrial trienal de Enel que fue dado a conocer en noviembre de 2016. Para obtener mayor información, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Proyectos en desarrollo" y el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — F. Tabla informativa de obligaciones contractuales".

Inversiones de capital en los años 2017, 2016 y 2015

Una parte importante de nuestras inversiones de capital dicen relación con inversiones no discrecionales que incluyen el mantenimiento de la capacidad instalada existente requerida para elevar los estándares de calidad y operación de nuestras instalaciones.

En lo que respecta al negocio de distribución, nuestras inversiones de capital en Brasil en los últimos tres años se relacionaron principalmente con la ampliación de los servicios en respuesta a la creciente demanda de energía y nuevos clientes, con el mejoramiento de la calidad del servicio, con una mejor seguridad y con la prevención de pérdidas de energía. Durante el año 2017 invertimos US$ 827 millones en nuestras empresas de distribución brasileñas y US$ 266 millones en Codensa, nuestra empresa de distribución colombiana. Planificamos continuar ampliando nuestros servicios, aumentando las conexiones disponibles para nuestros clientes finales y reduciendo las pérdidas de energía, para mejorar la eficiencia y la rentabilidad.

En nuestro negocio de generación, durante el año 2015 iniciamos en el mes de noviembre las operaciones comerciales de la central de 400 MW El Quimbo, en Colombia. Durante el año 2016 invertimos en una nueva unidad TG6 de 51 MW para la central termoeléctrica Malacas, de propiedad de Enel Generación, en Piura, Perú, en reemplazo de las unidades Mitsubishi no operativas (TG1, TG2 y TG3) y también para incrementar la generación usando GNL disponible. Esta nueva unidad inició sus operaciones comerciales en febrero de 2017. Durante el año 2017, el foco de nuestras inversiones de capital en el negocio de generación estuvo puesto en Emgesa y en Perú. En Emgesa dimos inicio a las mejoras en nuestra central termoeléctrica Termozipa tendientes a reducir su impacto ambiental y a extender su vida útil. La mejora medioambiental apunta a lograr el mejor estándar ambiental para emisiones de gases entre las centrales que operan a carbón en América Latina. En Perú, nuestro foco estuvo puesto en la reconstrucción de nuestras centrales hidroeléctricas afectadas por las intensas lluvias registradas a principios del año 2017, que causaron severos daños en las centrales Callahuanca y Moyopampa. En Perú también invertimos en actividades de mantenimiento y modernización de obras civiles y unidades hidráulicas.

Los proyectos en curso se financiarán con recursos provenientes de fuentes externas, como también con fondos generados internamente.

B. Sinopsis comercial

Somos una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada con sede en Chile, pero consolidamos operaciones realizadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Nuestros giros principales son la generación, transmisión y distribución de electricidad.

La siguiente tabla presenta nuestros ingresos por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables.

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	2015	Variación 2017 vs. 2016
		(en millones de US$)		(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**300**	**307**	**324**	**(2)**
Costanera	152	137	154	11
El Chocón	58	42	61	40
Dock Sud	88	128	107	(31)
Otros	1	1	2	55
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**830**	**572**	**467**	**45**
Cachoeira Dourada	503	285	140	76
Fortaleza	261	236	243	11
Cien	89	77	85	15
Volta Grande	9	—	—	n.a.
Otros	(32)	(26)	(0)	24
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**1.160**	**1.152**	**1.189**	**1**
Emgesa	1.160	1.152	1.189	1
Negocio de generación y transmisión en Perú	**730**	**679**	**669**	**8**
Enel Generación Perú	646	587	585	10
Enel Generación Piura	87	96	89	(9)
Otro segmento reportable del negocio de generación y transmisión	(3)	(4)	(5)	(27)
Total segmento reportable del negocio de generación y transmisión	**3.020**	**2.710**	**2.650**	**11**
Negocio de distribución en Argentina	**1.277**	**982**	**928**	**30**
Edesur	1.277	982	928	30
Negocio de distribución en Brasil	**4.651**	**2.491**	**2.806**	**87**
Enel Distribución Río	1.662	1.301	1.568	28
Enel Distribución Ceará	1.453	1.190	1.237	22
Enel Distribución Goiás	1.536	—	—	n.a.
Negocio de distribución en Colombia	**1.543**	**1.366**	**1.351**	**13**
Codensa	1.543	1.366	1.351	13
Negocio de distribución en Perú	**884**	**865**	**858**	**2**
Enel Distribución Perú	884	865	858	2
Total segmento reportable del negocio de distribución	**8.355**	**5.705**	**5.943**	**46**
Menos: Ajustes por consolidación y actividades secundarias	(835)	(729)	(495)	15
Total Ingresos	**10.540**	**7.686**	**8.097**	**37,1**

Para obtener mayor información relacionada con nuestros ingresos, véase el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados operacionales" y la Nota 33 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Negocio de generación de electricidad

Al 31 de diciembre de 2017, la generación de electricidad representó el 27% de nuestros ingresos de explotación y el 53% de nuestros resultados operacionales antes de ajustes por consolidación.

El año 2017, nuestras ventas consolidadas de electricidad ascendieron a 56.051 GWh y nuestra producción fue de 41.043 GWh, cifras que representan aumentos del 10,8% y del 1,5%, respectivamente, en comparación con el año 2016. Nuestra capacidad instalada total el año 2017 era de 11.219 MW, cifra que representa un aumento de 434 MW en comparación con el año 2016.

Al 31 de diciembre de 2016, la generación de electricidad representó el 32% de nuestros ingresos de explotación y el 55% de nuestros resultados operacionales antes de ajustes por consolidación.

El año 2016, nuestras ventas consolidadas de electricidad ascendieron a 50.575 GWh y nuestra producción fue de 40.439, cifras que representan un aumento del 4,3% y una disminución del 4,0%, respectivamente, en comparación con el año 2015. Nuestra capacidad instalada total el año 2016 era de 11.014 MW, cifra que representa un aumento de 81 MW en comparación con el año 2015.

Las siguientes tablas resumen los datos operacionales relacionados con nuestra generación de energía:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Argentina			
Número de unidades de generación[1]	29	29	25
Capacidad instalada (MW)[2]	4.537	4.537	4.502
Generación de electricidad (GWh)	14.825	13.124	15.204
Ventas de energía (GWh)	14.852	13.312	15.770
Brasil			
Número de unidades de generación [1][3]	17	13	13
Capacidad instalada (MW)[2][3]	1.372	992	987
Generación de electricidad (GWh)	4.034	3.665	4.399
Ventas de energía (GWh)	12.587	9.448	6.541
Colombia			
Número de unidades de generación [1]	36	36	36
Capacidad instalada (MW)[2]	3.509	3.509	3.460
Generación de electricidad (GWh)	14.765	14.952	13.705
Ventas de energía (GWh)	18.156	18.015	16.886
Perú			
Número de unidades de generación [1][4]	28	27	27
Capacidad instalada (MW)[2]	2.026	1.977	1.984
Generación de electricidad (GWh)	7.430	8.698	8.801
Ventas de energía (GWh)	10.457	9.800	9.283
Total			
Número de unidades de generación [1]	110	105	101
Capacidad instalada (MW)[2]	11.444	11.014	10.933
Generación de electricidad (GWh)	41.053	40.438	42.109
Ventas de energía (GWh)	56.051	50.575	48.480

(1) Para obtener mayor información acerca de nuestras instalaciones de generación, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de las empresas de generación".

(2) La capacidad instalada total se define como la capacidad máxima (MW), en condiciones y características técnicas específicas. En la mayoría de los casos, la capacidad instalada se confirma mediante pruebas de garantía de satisfacción realizadas por los proveedores de equipos. Las cifras pueden diferir de la capacidad instalada declarada a las autoridades gubernamentales y clientes, de acuerdo con criterios definidos por dichas autoridades y en los contratos correspondientes.

(3) En Brasil, Volta Grande fue adquirida por Enel Brasil en noviembre de 2017, agregando cuatro unidades de generación, con una capacidad instalada total de 380 MW.

(4) En Perú, la unidad TG6 de la planta termoeléctrica Malacas inició sus operaciones comerciales el 25 de febrero de 2017 con 51 MW.

En el sector eléctrico es habitual dividir el negocio de generación de electricidad en generación hidroeléctrica y generación termoeléctrica, por cuanto cada tipo de generación tiene costos variables significativamente distintos. La generación termoeléctrica, por ejemplo, requiere de la compra de combustibles, lo que generalmente se traduce en mayores costos variables en comparación con la generación hidroeléctrica de embalses o ríos, la que normalmente tiene costos variables marginales. De nuestra generación consolidada total durante el año 2017, el 55,1% correspondió a fuentes hidroeléctricas y el 44,9% a fuentes termoeléctricas.

La siguiente tabla resume nuestra generación consolidada por tipo de energía:

GENERACIÓN CONSOLIDADA POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Hidroeléctrica	22.618	55,1	22.550	55,8	22.171	52,7
Termoeléctrica	18.435	44,9	17.889	44,2	19.938	47,3
Total generación	**41.053**	**100**	**40.439**	**100**	**42.109**	**100**

El potencial para la contratación de electricidad en los países en los que operamos está generalmente relacionado con la demanda de electricidad. Los clientes identificados como clientes industriales de gran volumen también firman acuerdos contractuales con los proveedores de energía. No obstante, dichos clientes industriales de gran volumen no están sujetos al precio tarifario regulado. En su lugar, a estos clientes se les permite negociar el precio de la energía con las empresas generadoras en función de las características del servicio requerido. Por último, el mercado *spot*, donde la energía se vende normalmente a precios *spot*, no se conduce por medio de precios contratados.

Desglosamos nuestras a ventas a clientes usando los siguientes dos criterios:

- El primer criterio corresponde a clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes regulados son las empresas de distribución que proveen el servicio principalmente a clientes residenciales. Los clientes no regulados, por otra parte, pueden negociar libremente el precio de la electricidad con las empresas generadoras o bien pueden comprar la electricidad en el mercado *spot*, a precio *spot*. La clasificación de clientes regulados difiere de un país a otro.
- El segundo criterio corresponde a las ventas con contrato o sin contrato. Este método es útil porque nos brinda una base uniforme para comparar a los clientes de cada país. Las ventas con contrato se definen uniformemente en todos ellos.

La siguiente tabla contiene información acerca de nuestras ventas consolidadas de electricidad por tipo de cliente respecto de cada uno de los períodos indicados:

VENTAS CONSOLIDADAS DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Ventas	%	Ventas	%	Ventas	%
Clientes regulados	11.693	20,9	18.702	37,0	17.937	37,0
Clientes no regulados	6.463	11,5	13.619	26,9	9.605	19,8
Total ventas con contrato [(1)]	**18.156**	**32,4**	**32.321**	**63,9**	**27.542**	**56,8**
Ventas de electricidad en mercado *spot*	37.896	67,6	18.254	36,1	20.938	43,2
Total ventas de electricidad	**56.051**	**100**	**50.575**	**100**	**48.480**	**100**

(1) Incluye las ventas a empresas de distribución no respaldadas por contratos en Perú.

Los límites específicos al consumo de energía (medido en GWh) para clientes regulados y clientes no regulados son específicos a cada país. Además, los marcos reguladores frecuentemente exigen que las empresas de distribución reguladas cuenten con contratos para respaldar sus compromisos con clientes de pequeño volumen y también establecen qué clientes pueden comprar energía en los mercados *spot* de electricidad.

En términos de gastos, los principales costos variables involucrados en el negocio de generación de electricidad, además de los costos variables directos de generar electricidad hidroeléctrica o termoeléctrica, tales como el costo de los combustibles, son las compras de energía y los costos de transporte. Durante períodos con condiciones de pluviosidad relativamente baja, nuestra generación termoeléctrica normalmente se incrementa. Esto conlleva un aumento en los costos totales de combustible y en los costos que supone transportar ese combustible a las centrales de generación termoeléctrica. En condiciones de sequía, la electricidad que nosotros hemos acordado contractualmente suministrar puede superar la cantidad de electricidad que somos capaces de generar, obligándonos a comprar electricidad en el mercado *spot*, a precios *spot*, para cumplir con nuestros compromisos contractuales. El costo de estas compras a precio *spot*, en ciertas circunstancias, puede superar el precio al que nosotros vendemos la electricidad por contrato y, en consecuencia, puede generar una pérdida. Procuramos minimizar el efecto de las malas condiciones hidrológicas en nuestras operaciones en cualquier año

dado limitando nuestras exigencias de ventas contractuales a una cantidad que no supere la producción estimada en un año seco. Para determinar la producción estimada en un año seco, tomamos en consideración la información estadística disponible respecto a la pluviometría, deshielos esperados, niveles hidrológicos y capacidad de los embalses más importantes. Además de limitar las ventas por contrato, podemos adoptar otras estrategias, tales como instalar capacidad termoeléctrica transitoria, negociar niveles de consumo más bajos con nuestros clientes no regulados, negociar con otros usuarios de recursos hídricos e incluir cláusulas de traspaso de costos en los contratos con los clientes. (Para obtener mayor información sobre las condiciones hidrológicas y sus efectos en nuestro negocio, véase el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — A. — Resultados operacionales — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y situación financiera de la Compañía. — a. Negocio de generación y transmisión").

Estacionalidad

Si bien nuestro negocio principal está sujeto a patrones climáticos, no son las variaciones climatológicas estacionales sino los fenómenos extremos, tales como las sequías prolongadas, los que generalmente afectan nuestra capacidad de generación y pueden afectar significativamente nuestros resultados operacionales y nuestra situación financiera.

El negocio de generación en los países en los que operamos se ve afectado por cambios estacionales durante todo el año. Los meses con mayor precipitación en Argentina son normalmente los meses de mayo a agosto, y la nieve se derrite normalmente entre octubre y diciembre. En Brasil, debido a su clima tropical, las lluvias se concentran mayormente en verano, de noviembre a mayo, y es menor durante el invierno. Los meses con los más altos niveles de precipitación en nuestra área de operaciones en Colombia por lo general son abril y mayo, y octubre y noviembre. Los meses con los más altos niveles de precipitación en Perú son normalmente los meses de noviembre a marzo.

Cuando hay más precipitaciones, las centrales hidroeléctricas pueden acumular agua adicional para usarse en la generación. El mayor nivel de nuestros embalses nos permite generar más electricidad con centrales hidroeléctricas durante los meses en los cuales los costos marginales de electricidad son más bajos.

En general, las condiciones hidrológicas tales como sequías y escasez de lluvias podrían afectar adversamente nuestra capacidad de generación. Por ejemplo, en los países en los que operamos, una sequía severa y prolongada o niveles de precipitación reducidos a causa del fenómeno de El Niño reducen la cantidad de agua que puede acumularse en embalses, limitando así nuestra capacidad de generación hidroeléctrica. Con el fin de mitigar el riesgo hidrológico, es posible sustituir la generación hidroeléctrica con generación termoeléctrica (gas natural, GNL, carbón o diésel) y compras de energía en el mercado *spot* para cumplir con obligaciones contraídas en contratos tanto con clientes regulados como con clientes no regulados, lo que puede conllevar costos más altos en ambos casos.

Operaciones en Argentina

En Argentina participamos en la generación eléctrica a través de nuestras filiales Costanera, El Chocón y Dock Sud, con un total de 29 unidades generadoras y una capacidad instalada total de 4.537 MW. Costanera posee once unidades termoeléctricas con una capacidad instalada total de 2.304 MW; El Chocón posee nueve unidades hidroeléctricas y cuatro generadores diésel, con una capacidad instalada total de 1.364 MW; y Dock Sud posee cinco unidades termoeléctricas con una capacidad instalada total de 870 MW. Nuestras unidades de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en Argentina representaron el 12,5% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional argentino (SIN argentino) en el año 2017.

Nuestras filiales argentinas tienen participaciones en otras tres empresas: Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., Termoeléctrica San Martín S.A. y Central Vuelta de Obligado S.A. Estas empresas se crearon para construir tres nuevas centrales para un fondo llamado FONINVEMEM, cuyo propósito es incrementar la capacidad y la generación eléctricas en el mercado eléctrico mayorista argentino. A diciembre de 2017, la capacidad agregada total de estas unidades era de 2.300 MW (868 MW de Manuel Belgrano, 865 MW de San Martín y 567 MW de Vuelta de Obligado).

Al 31 de diciembre de 2017, la capacidad instalada de Costanera representaba el 6,3% de la capacidad instalada total del SIN argentino. Tanto la central termoeléctrica con turbina a vapor de Costanera como la segunda central de ciclo combinado pueden operar con gas natural o diésel.

Al 31 de diciembre de 2017, El Chocón representaba el 3,8% de la capacidad instalada total del SIN argentino. El Chocón posee una concesión de 30 años, que finaliza el año 2023, sobre dos centrales de generación hidroeléctrica, con una capacidad instalada total de 1.328 MW. La mayor de las dos centrales sobre las que El Chocón tiene concesión, de 1.200 MW de capacidad instalada, es la principal instalación de control de crecidas en el río Limay. El gran embalse de la central, Ezequiel Ramos Mejía, permite a El Chocón ser uno de los mayores proveedores del SIN en situación de demanda punta. Las variaciones en las descargas de agua de El Chocón son moderadas por su planta Arroyito, una represa aguas abajo con una capacidad instalada de 128 MW.

En noviembre de 2008 concluimos la construcción de la represa El Arroyito y aumentamos la elevación de su nivel, lo que permite la liberación de agua a 1.150 m^3/seg adicionales, llegando a un total de 3.750 m^3/seg. Una porción de la generación de El Arroyito se vende en el marco del programa Energía Plus, el que establece nueva capacidad eléctrica para suplir el crecimiento de la demanda de electricidad, utilizando el nivel de la demanda eléctrica del año 2005 como base. Para obtener mayor información sobre Energía Plus, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía —B. Sinopsis comercial — Marco regulador de la industria eléctrica argentina". Asimismo, Costanera tiene un contrato con El Chocón para operar cuatro generadores diésel de propiedad de este último, con una capacidad instalada total de 36 MW, instalados en nuestra central termoeléctrica Costanera, que entraron en operación durante el año 2016.

La capacidad instalada de Dock Sud, de 870 MW, representaba un 2,4% de la capacidad instalada total del SIN argentino al 31 de diciembre de 2017. La central de ciclo combinado Dock Sud está compuesta por tres unidades de generación, con una capacidad instalada de 798 MW, que operan usando gas natural o diésel como combustible. Las dos turbinas a gas de Dock Sud tienen una capacidad instalada de 72 MW.

Para obtener información sobre la capacidad de generación instalada de cada una de nuestras filiales argentinas, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de las empresas generadoras".

Nuestra generación total en Argentina ascendió a 14.825 GWh en el año 2017. Según la CAMMESA, nuestra participación en el mercado de la generación fue del orden del 10,9% de la producción total de electricidad en Argentina durante 2017.

La generación hidroeléctrica en Argentina representaba casi el 12,9% de la generación total en el año 2017, alcanzando 1.908 GWh, cifra que representa un descenso de 15,4% en comparación con el año anterior. Esto se debió principalmente a los menores niveles hidrológicos del río Limay en el año 2017 en comparación con los niveles promedio del año 2016, resultantes de un menor nivel de precipitaciones durante los meses de invierno. Nuestra generación termoeléctrica en Argentina representó el 87,1% de nuestra generación total en el año 2017, alcanzando 12.917 GWh, cifra que representa un incremento del 18,8% en comparación con el año anterior. Este incremento se debió principalmente a la generación con plantas de ciclo combinado.

La siguiente tabla muestra nuestra generación por tipo y por filial:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (El Chocón)	1.908	12,9	2.256	17,2	3.238	21,3
Generación termoeléctrica (Costanera y Dock Sud)[1]	12.917	87,1	10.868	82,8	11.966	78,7
Total generación	**14.825**	**100**	**13.124**	**100**	**15.204**	**100**

(1) Incluye los generadores diésel de El Chocón.

La siguiente tabla indica nuestra generación y compras de electricidad en Argentina:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	14.825	99,8	13.124	98,6	15.204	96,4
Compras de electricidad	27	0,2	188	1,4	566	3,6
Total[1]	**14.852**	**100**	**13.312**	**100**	**15.770**	**100**

(1) La generación y compras de electricidad pueden ser distintas a las ventas totales de electricidad, debido a que se han descontado las pérdidas de transmisión, el consumo propio de las centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

La siguiente tabla contiene la distribución de nuestras ventas de electricidad por filial en Argentina.

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	**2016**	**2015**
Costanera	7.852	5.713	8.168
El Chocón	2.055	2.574	3.801
Dock Sud	4.945	5.025	3.802
Total	**14.852**	**13.312**	**15.770**

Al 31 de diciembre de 2017, Costanera no tenía contratos con clientes no regulados ni con empresas de distribución, y durante el año había vendido la totalidad de su electricidad en el mercado *spot*.

Al 31 de diciembre de 2107, El Chocón tenía 13 contratos con clientes no regulados y ningún contrato con empresas de distribución.

Al 31 de diciembre de 2107, Dock Sud no tenía ningún contrato con clientes regulados ni con empresas de distribución, y durante el año había vendido la totalidad de su electricidad en el mercado *spot*.

La demanda de electricidad en el SIN argentino se redujo en un 0,5% durante el año 2017. La demanda total de electricidad fue de 132.479 GWh en el año 2017, de 133.111 GWh en el año 2016 y de 132.110 GWh en el año 2015. Nuestras filiales argentinas compiten con todas las grandes centrales conectadas al SIN argentino. De acuerdo con la capacidad instalada informada por la CAMMESA en su informe mensual a diciembre de 2017, nuestros mayores competidores en Argentina son: (1) la empresa de control estatal Enarsa (con una capacidad instalada de 1.362 MW), (2) la unidad nuclear NASA (con una capacidad instalada de 1.755 MW) y (3) las unidades hidroeléctricas Yacyretá y Salto Grande (con una capacidad instalada total de 4.045 MW). Los principales competidores privados son: el Grupo AES, la Sociedad Argentina de Energía S.A. (Sadesa) y Pampa Energía. El Grupo AES cuenta con seis centrales conectadas al SIN argentino, con una capacidad instalada total de 3.106 MW (37% de los cuales corresponden a energía hidroeléctrica). Sadesa tiene una capacidad instalada total de aproximadamente 3.899 MW; Piedra del Águila (con una capacidad instalada de 1.400 MW) y Central Puerto (una central termoeléctrica con 1.777 MW de capacidad instalada) son sus centrales más importantes. Pampa Energía, con una capacidad instalada de 3.528 MW, compite con nosotros con seis centrales, las que aportan 897 MW de hidroelectricidad y 2.631 MW de termoelectricidad al sistema.

Operaciones en Brasil

En Brasil participamos en la generación de electricidad a través de nuestras filiales Cachoeira Dourada, Fortaleza y Volta Grande.

En diciembre de 2017, teníamos en Brasil una capacidad instalada total de 1.372 MW, cifra que representaban un 0,9% de la capacidad instalada total neta del sistema brasileño.

Cachoeira Dourada es una empresa hidroeléctrica que posee diez unidades de generación con una capacidad instalada total de 665 MW, emplazada en el sureste del país.

Fortaleza posee una planta de ciclo combinado con tres unidades de generación, que usan gas natural. La central está situada a 50 kilómetros de la capital del estado de Ceará e inició sus operaciones comerciales el año 2003. Desde enero de 2010, Fortaleza ha recibido gas natural del terminal de regasificación Pecem, una empresa no relacionada.

Volta Grande es una empresa hidroeléctrica que posee 4 unidades de generación con una capacidad instalada total de 380 MW, emplazada en el sureste de Brasil. Volta Grande fue comprada por nuestra filial Enel Brasil el 30 de noviembre de 2017.

Para obtener información sobre la capacidad de generación instalada de cada una de nuestras filiales brasileñas, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de las empresas generadoras".

Durante el año 2017, nuestra generación termoeléctrica aumentó en comparación con al año 2016 debido a mantenimientos no programados en el año 2016. Nuestra generación hidroeléctrica fue ligeramente inferior que en el año 2016 como resultado de condiciones hidrológicas adversas en el año 2017.

La siguiente tabla contiene la generación por tipo y filial en Brasil:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BRASIL (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (Cachoeira Dourada y Volta Grande)	2.102	52,1	2.093	57,1	2.057	46,8
Generación termoeléctrica (Fortaleza)	1.932	47,9	1.572	42,9	2.342	53,2
Total	**4.034**	**100**	**3.665**	**100**	**4.398**	**100**

La siguiente tabla contiene nuestra generación y compras de electricidad en Brasil:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN BRASIL (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	4.034	32,0	3.665	38,8	4.398	67,2
Compras de electricidad	8.553	68,0	5.784	61,2	2.142	32,8
Total[(1)]	**12.587**	**100**	**9.448**	**100**	**6.540**	**100**

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total de las ventas de electricidad, debido a que se han descontado las pérdidas de transmisión, el consumo de nuestras propias centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

La siguiente tabla contiene las ventas de electricidad de distribución en Brasil por filial:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR FILIAL EN BRASIL (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas
Cachoeira Dourada	9.526	75,7	6.399	67,7	3.215	49,1
Fortaleza	2.923	23,2	3.049	32,3	3.326	50,9
Volta Grande	137	1,1	-	0,0	-	0,0
Total ventas de electricidad	**12.587**	**100**	**9.448**	**100**	**6.541**	**100**

Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes no regulados de Cachoeira Dourada fueron (ordenados por energía contratada): EDP, Queiroz Galvão y Matrix.

Fortaleza destina el total de su producción a un solo contrato de largo plazo con Enel Distribución Ceará, que vence el año 2023. Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, Volta Grande no tenía clientes no regulados.

Operaciones en Colombia

En Colombia participamos en la generación de electricidad a través de nuestra filial Emgesa. Al 31 de diciembre de 2017, Emgesa operaba 36 unidades de generación con una capacidad instalada total de 3.509 MW, de los cuales 3.065 MW provenían de centrales hidroeléctricas y 444 MW de centrales termoeléctricas. Según Expertos de Mercado S.A. E.S.P. (XM), una empresa colombiana que ofrece servicios de sistemas de gestión en tiempo real en los sectores de electricidad, servicios financieros y transporte, al 31 de diciembre de 2017, nuestras centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica representaban el 20,8% de la capacidad de generación de electricidad total del país, siendo la empresa con el mayor porcentaje de capacidad de generación en Colombia, seguida por la Empresa Pública de Medellín con un 20,7% e Isagen con un 17,8%. Para obtener mayor información sobre la capacidad instalada total de cada

una de nuestras filiales colombianas, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de las empresas generadoras."

Aproximadamente el 70% de nuestra capacidad instalada de generación en Colombia es hidroeléctrica y, por consiguiente, nuestra generación eléctrica depende de los niveles de los embalses y de la pluviosidad. Según XM, Emgesa representó el 22% del total de generación de electricidad del país. Durante el año 2017, las condiciones hidrológicas fueron favorables y alcanzaron un 97% aproximadamente del promedio histórico, cifra que representa un 14% más que en el año 2016.

Los cuatro ríos que suministran agua a las centrales hidroeléctricas de Emgesa aportaron lo siguiente en comparación con el año 2016: la cuenca del río Guavio aportó un 24% menos; el río Magdalena (Betania), un 10% más; Quimbo, un 15% más; y el río Bogotá, un 47% más. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, nuestra generación total disminuyó un 1,3% en comparación con el año 2016.

Durante el año 2017, nuestra generación hidroeléctrica representó el 99% de nuestra generación total, en tanto que la generación termoeléctrica representó el 1% restante. Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, nuestra generación hidroeléctrica aumentó en un 4% en comparación con el año 2016.

El precio *spot* promedio de la electricidad durante el año 2017 fue de CP 106/KWh, cifra que representa una caída del 64% en comparación con el año 2016. Dicha caída se debió principalmente a las condiciones hidrológicas favorables en el SIN colombiano, lo que conllevó una menor generación termoeléctrica en el sistema mencionado, incluyendo las centrales termoeléctricas de Emgesa.

La siguiente tabla contiene la generación por tipo en Colombia:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica	14.593	98,8	14.031	93,8	12.223	89,2
Generación termoeléctrica	172	1,2	920	6,2	1.482	10,8
Total generación	**14,765**	**100**	**14.952**	**100**	**13.705**	**100**

Durante el año 2017, Emgesa utilizó 58 kilo toneladas de carbón para su central termoeléctrica Termozipa, en comparación con las 286 kilo toneladas utilizadas durante el año 2016. Este menor consumo de carbón puede explicarse por la menor generación termoeléctrica resultante de las mejores condiciones hidrológicas registradas en el año 2017 en comparación con 2016.

En el año 2017, la central eléctrica Cartagena suscribió un nuevo contrato de suministro de combustible que rige para el período 2017 - 2019. El año 2017, las tres unidades de generación de la central Cartagena consumieron 19 kilo toneladas de petróleo, cifra que representa una disminución del 85% en comparación con el año 2016.

La siguiente tabla contiene nuestra generación y compras de electricidad en Colombia:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	14.765	80,3	14.952	82,2	13.705	80,2
Compras de electricidad	3.617	19,7	3.244	17,8	3.384	19,8
Total[(1)]	**18.381**	**100**	**18.196**	**100**	**17.089**	**100**

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total de ventas de electricidad, debido a que se han descontado las pérdidas de transmisión, el consumo de nuestras propias centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

Colombia posee un único sistema eléctrico interconectado, el Sistema Interconectado Nacional (SIN colombiano). La demanda de electricidad en el SIN colombiano se mantuvo prácticamente inalterada durante el año 2017, aumentando un 0,87%. El total del consumo de electricidad fue de 66.893 GWh en el año 2017, 66.317 GWh en el año 2016 y 66.173 GWh en el año 2015.

Colombia tiene vigente con Ecuador un acuerdo de interconexión de los sistemas eléctricos de ambos países. Durante el año 2017, las empresas generadoras colombianas vendieron 19 GWh de electricidad a clientes ecuatorianos e importaron 194 GWh.

Asimismo, Colombia tiene líneas de interconexión con Venezuela, que operan en circunstancias excepcionales y según las necesidades de cualquiera de estos dos países. En abril de 2011 y como parte de la normalización de relaciones comerciales, Colombia y Venezuela suscribieron un acuerdo para que la primera suministrara energía a la segunda. El total de energía exportada a Venezuela en el año 2017 fueron 0,4 GWh.

La siguiente tabla contiene la distribución de nuestras ventas de electricidad por segmento de clientes en Colombia:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SEGMENTO DE CLIENTES EN COLOMBIA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas
Ventas con contrato	15.701	86,5	13.329	74,0	12.505	74,1
Ventas sin contrato	2.455	13,5	4.686	26,0	4.381	25,9
Total ventas de electricidad[(1)]	**18.156**	**100**	**18.015**	**100**	**16.886**	**100**

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total de ventas de electricidad, debido a que se han descontado las pérdidas de transmisión, el consumo de nuestras propias centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

Durante el año 2017, Emgesa proporcionó servicios a 465 clientes no regulados, cifra que representa el 25,5% de las ventas con contrato. Los clientes regulados representaron el 74,5% de las ventas con contrato. Adicionalmente, las ventas al mercado *spot* sumaron 2.455 GWh, cifra que representa una caída del 47% en comparación con el año 2016.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes de distribución fueron: Codensa (nuestra filial), Electrificadora del Caribe (Electricaribe), Empresas Públicas de Medellín (EPM), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS) y Empresa de Energía de Boyacá (EBSA).

Operaciones en Perú

En Perú participamos en la generación de electricidad a través de nuestras filiales Enel Generación Perú (anteriormente, Edegel S.A.A.) y Enel Generación Piura (anteriormente, Empresa Eléctrica de Piura S.A.). En Perú operamos un total de 28 unidades de generación con una capacidad instalada total de 2.026 MW. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Generación Perú era propietaria de 18 unidades hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 787 MW y siete unidades termoeléctricas con la capacidad instalada restante de 893 MW. Enel Generación Piura es propietaria de 3 unidades de generación termoeléctrica con una capacidad instalada total de 346 MW. Desde el 15 de junio de 2017, cuatro de las unidades hidroeléctricas de Enel Generación Perú, pertenecientes a la central hidroeléctrica Callahuanca, dejaron de operar comercialmente como consecuencia de los daños provocados por avalanchas registradas durante el mes de marzo de 2017.

Según el Comité de Operación Económica del Sistema peruano (COES), el organismo peruano encargado de coordinar la operación eficiente y el despacho centralizado de las unidades de generación para satisfacer la demanda, al 31 de diciembre de 2017, nuestras centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en Perú representaron el 16,2% del total de capacidad de generación de electricidad.

Para obtener mayor información sobre la capacidad instalada total de cada una de nuestras centrales en Perú, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de las empresas generadoras."

Según el COES, el año 2017 generamos el 15,2% del total de la producción de electricidad peruana.

La generación hidroeléctrica representó el 54% de la producción total de nuestras filiales de generación peruanas el año 2017. En el caso de Enel Generación Perú, entre enero y julio de 2017, las condiciones hidrológicas fueron favorables y estuvieron por sobre sus promedios históricos. La cuenca del río Rímac presentó niveles entre un 20% y un 50% más altos, principalmente debido a la presencia del fenómeno de El Niño Costero. En el río Tulumayo (Chimay HPP) y en el río Tarma (Yanango HPP), el efecto del fenómeno de El Niño Costero tuvo un menor impacto y los niveles hidrológicos eran entre un 10% y un 20% más altos. Después del mes de julio de

2017, las condiciones hidrológicas alcanzaron valores cercanos a su promedio histórico en los ríos Rímac, Tarma y Tulumayo, e incluso inferiores en los últimos dos meses del año. Por otra parte, la generación termoeléctrica disminuyó en comparación con el año 2016, principalmente debido a una menor demanda de energía, una mayor generación hidroeléctrica, según lo señalado anteriormente, y al mantenimiento de carácter correctivo realizado en importantes centrales de generación termoeléctrica (TGN4 de Enel Generación Piura y una turbina a vapor de Enel Generación Perú).

La siguiente tabla contiene nuestra generación por tipo y filial en Perú:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN PERÚ (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (Enel Generación Perú)	4.015	54,0	4.170	47,9	4.653	52,9
Generación termoeléctrica (Enel Generación Perú y Enel Generación Piura)	3.415	46,0	4.529	52,1	4.148	47,1
Total generación	**7.430**	**100**	**8.698**	**100**	**8.801**	**100**

Enel Generación Perú tiene contratos de suministro, transporte y distribución de gas de largo plazo para sus instalaciones Ventanilla y Santa Rosa. También ha suscrito acuerdos de transferencia de capacidad de transporte con otras empresas generadoras, los que le permiten intercambiar capacidad de transporte a fin de operar de acuerdo con las instrucciones del COES y optimizar el uso del sistema de transporte de gas natural.

Enel Generación Piura tiene en vigencia cinco contratos de compraventa de largo plazo de gas "húmedo", que se mezcla con otros hidrocarburos, conforme a los cuales Enel Generación Piura compra gas "húmedo" y mediante un proceso obtiene gas "seco", que se usa para la generación de electricidad en la central Malacas y se vende a la refinería Talara (de propiedad de Petroperú, la empresa nacional petrolera peruana) mediante un contrato de suministro. Adicionalmente, Enel Generación Piura también tiene un contrato de compraventa de largo plazo de gas "seco". Para satisfacer sus necesidades de gas seco, Enel Generación Piura suscribió un contrato con la planta procesadora Pariñas, el que le permite a Enel Generación Piura convertir gas húmedo en gas seco y recuperar líquidos de gas natural, los que comparte con la planta procesadora Pariñas.

La siguiente tabla contiene nuestra generación y compras de electricidad en Perú:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN PERÚ (GWh)[(1)]

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	7.430	71,1	8.698	88,8	8.801	94,8
Compras de electricidad	3.027	28,9	1.101	11,2	482	5,2
Total	**10.457**	**100**	**9.800**	**100**	**9.283**	**100**

(1) Incluye ventas a empresas de distribución sin contratos.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano es el único sistema interconectado en el Perú. Las ventas de electricidad en el SEIN aumentaron en un 2,6% el año 2017 en comparación con 2016, alcanzando 45.504 GWh.

La siguiente tabla contiene las ventas de distribución de electricidad en Perú:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR FILIAL EN PERÚ (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas
Enel Generación Perú	9.817	93,9	9.091	92,8	8.633	93,0
Enel Generación Piura	640	6,1	709	7,2	650	7,0
Total ventas de electricidad	**10.457**	**100**	**9.800**	**100**	**9.283**	**100**

Las ventas de Enel Generación Perú se redujeron en un 2,9% en el año 2017 en comparación con 2016, reducción que se debió principalmente a menores ventas a clientes regulados. El año 2017, Enel Generación Perú tenía contratos de energía con 8 clientes regulados y con 103 clientes no regulados, en tanto que las ventas a clientes no regulados representaron el 45,4% del total de ventas con contrato de Enel Generación Perú.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes de distribución de Enel Generación Perú (ordenados según la energía contratada) fueron: Enel Distribución Perú (nuestra filial), Luz del Sur, Seal, Electrosureste e Hidrandina. Los principales clientes no regulados de Enel Generación Perú (ordenados según la energía contratada) fueron: Chinalco, Hudbay, Minera Las Bambas, Votorantim Metais – Cajamarquilla y Siderperú.

El año 2017, Enel Generación Piura tenía contratos con 10 clientes regulados y con 6 clientes no regulados. Las ventas a clientes regulados representaron el 80,9% del total de ventas con contrato de Enel Generación Piura.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes de distribución de Enel Generación Piura fueron Enel Distribución Perú y Luz del Sur.

Nuestros competidores más importantes en Perú son: Engie, ex GDF Suez (capacidad instalada de 2.673 MW); Electroperú, una empresa estatal competidora (914 MW); Kallpa y Samay I, de propiedad de Inkia (2.247 MW); y Fenix Power, de propiedad de Colbún (565 MW).

Negocio de transmisión de electricidad

Cien

Realizamos nuestras operaciones de transmisión de electricidad a través de Cien, una filial de plena propiedad de Enel Brasil, en la cual tenemos una participación accionaria del 99,3%. Cien consolida a CTM y a TESA, que operan en el lado argentino de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil. El año 2017, Cien representó un 0,8% de nuestros ingresos de explotación y un 3% de nuestros resultados operacionales. Cien es reconocida por la autoridad local como un "activo de regulación" y como parte de la red brasileña; en consecuencia, tiene derecho a recibir pagos fijos llamados Remuneración Anual Permitida (RAP).

Cien permite la integración energética del Mercosur, como también la importación y exportación de electricidad entre Argentina, Brasil y Uruguay. Posee dos líneas de transmisión, que cubren una distancia de 500 kilómetros entre Rincón, en Argentina, y la subestación Santa Catarina, en Brasil, con una capacidad instalada total de 2.100 MW. Cien opera cada línea de transmisión bajo una concesión de 30 años otorgada por el Estado brasileño; dichas concesiones estarán vigentes hasta el año 2020 y 2022, respectivamente. Sus filiales, CTM y TESA, tienen concesiones otorgadas por el Estado argentino que vencen el año 2087.

Negocio de distribución de electricidad

Nuestro negocio de distribución de electricidad se realiza en Argentina a través de Edesur; en Brasil, a través de Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Goiás; en Colombia, a través Codensa; y en Perú, a través Enel Distribución Perú. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, las ventas de electricidad aumentaron en un 18,5% en comparación con 2016, totalizando 74.337 GWh. Para obtener mayor información sobre las ventas de energía por nuestras filiales de distribución en los últimos cinco ejercicios, véase el "Ítem 3. Información esencial — A. Datos financieros seleccionados".

Edesur (Argentina)

Edesur es una de las empresas de distribución más grandes de Argentina en términos de compras de energía. Edesur opera en un área de concesión de 3.309 kilómetros cuadrados en la zona centro-sur del área metropolitana de Buenos Aires, suministrando a aproximadamente 2,5 millones de clientes, en virtud de una concesión de 95 años otorgada por el Estado argentino que estará en vigencia hasta el año 2087. Al 31 de diciembre de 2017, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros, principalmente públicos y municipales, representaban el 43,6%, 25,4%, 7,5% y 23,3%, respectivamente, del total de las ventas de energía de Edesur. En los años 2017 y 2016, sus pérdidas de energía fueron del 12%

La siguiente tabla muestra los principales datos operacionales de Edesur respecto de cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Ventas de electricidad (GWh)	**17.736**	**18.493**	**18.492**
Residenciales	8.777	10.202	8.284
Comerciales	1.384	1.461	4.489
Industriales	4.217	3.562	1.393
Otros clientes[1]	3.359	3.268	4.326
Número de clientes (en miles)	**2.529**	**2.505**	**2.479**
Residenciales	2.226	2.200	2.173
Comerciales	273	273	273
Industriales	22	22	21
Otros clientes	10	10	11
Energía comprada (GWh)[2]	**—**	**21,039**	**21,084**
Total pérdidas de energía (%)[3]	**12,0**	**12,0**	**11,6**

(1) Las cifras relativas a otros clientes incluyen los peajes.

(2) Edesur compró toda su energía a la CAMMESA, la agencia gubernamental que regula y actúa como intermediario entre la generación y la distribución.

(3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo los peajes y los consumos de energía no facturados (GWh) en un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegales como también de pérdidas técnicas. La cifra informada respecto de 2015 difiere de una informada anteriormente, debido a la recuperación de conexiones ilegales.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes no regulados de Edesur fueron (ordenados alfabéticamente):A.F.I.P., Arcos Dorados Argentina S.A, AYSA S.A., Banco Nación Argentina, Banco Santander Río S.A., Cerámica Canuelas S.A., Cerámica Quilmes S.A., COCA COLA FEMSA S.A., Curtiembres Fonseca S.A., DIA ARGENTINA S.A., Hoteles Sheraton de Argentina, JUMBO Retail Argentina S.A., Los Cipreses S.A., Metrovías S.A., Reginal LEE S.A.I.C., Roca Argentina S.A., Telecom Argentina S.A., Telefónica Argentina S.A., Telefónica Mov. Argentina S.A. y Valenciana Argentina.

El año 2017, la tasa de recaudación de clientes fue de 94,8% en comparación con un 94,5% en el año 2016. En el año 2016, la tasa de recaudación fue superior al 100% debido a la recaudación de facturas impagas de años anteriores.

El 1º de febrero de 2017 entró en vigencia la Revisión Tarifaria Integral (RTI), finalizándose con ella el proceso de renegociación del contrato de concesión y restituyéndose la plena validez del Contrato de Concesión, Régimen Tarifario y Calidad de Servicio de Edesur. El contrato de concesión se renegoció en función de los principios establecidos en la Ley Nº 24.065. Para Edesur, se establecen las condiciones de certeza y sostenibilidad del negocio, como también la definición de condiciones y criterios básicos (conformación del capital base, cálculo del promedio ponderado del costo de capital (WACC, por sus siglas en inglés)) para la realización de futuras revisiones tarifarias durante la totalidad del período de concesión.

La RTI tiene vigencia desde el 1º de febrero de 2017 hasta el 31 de enero de 2022, período durante el cual el sistema de calidad del servicio aumentará su demanda, por cuanto se espera que venzan las inversiones y mejoras operacionales que Edesur propuso en el marco de la RTI. Esto implica que los parámetros de calidad elevan sus exigencias y que el costo de la energía no suministrada aumentará durante todo el período, alcanzando los valores totales establecidos durante la segunda mitad del mismo.

El contrato de concesión establece la obligación de Edesur de suministrar electricidad a solicitud de los propietarios o habitantes de los bienes inmuebles que se hallan dentro de su área de concesión, de cumplir con ciertos estándares de calidad relativos a la electricidad suministrada, de cumplir con exigencias operacionales relativas al mantenimiento de los activos de distribución y de facturar a los clientes en base a mediciones efectivas.

Enel Distribución Río (Brasil)

Enel Distribución Río es la segunda mayor empresa de distribución de electricidad en el estado de Río de Janeiro, Brasil, en términos del número de clientes y de ventas anuales de energía. Enel Distribución Río se dedica principalmente a la distribución de energía eléctrica a 66 municipios ubicados en el estado de Río de Janeiro, y suministra a casi 3 millones de clientes en un área de concesión de 32.615 kilómetros cuadrados, con una población estimada de 8 millones. Enel Distribución Río opera mediante una concesión de 30 años otorgada por el Estado brasileño, que permanecerá vigente hasta diciembre de 2026. Al 31 de diciembre de 2017, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros representaban el 44%, 17%, 3% y 36%, respectivamente, de las ventas totales de 11.091 GWh de Enel Distribución Río. En el año 2017, sus pérdidas de energía ascendieron al 20,7%, frente al 19,4% en el año 2016.

La siguiente tabla contiene los principales datos de operación de Enel Distribución Río respecto de cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Ventas de electricidad (GWh)	**11.091**	**11.181**	**11.096**
Residenciales	4.852	4.688	4.715
Comerciales	1.892	2.088	2.187
Industriales	361	638	872
Otros clientes [1]	3.986	3.767	3.322
Número de clientes (en miles)	**3.030**	**3.054**	**2.997**
Residenciales	2.772	2.775	2.697
Comerciales	160	177	175
Industriales	5	5	5
Otros clientes	93	97	120
Energía comprada (GWh)	**14.377**	**14.348**	**14.591**
Total pérdidas de energía (%)[2]	**20,4**	**19,4**	**20,9**

(1) Las cifras relativas a otros clientes incluyen los peajes.

(2) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo los peajes y los consumos de energía no facturados (GWh), en un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegales como también de pérdidas técnicas. La cifra informada respecto de 2015 difiere de una informada anteriormente, debido a la recuperación de conexiones ilegales.

El año 2017, la tasa de recaudación de clientes fue de 97% en comparación con un 96,8% en el año 2016.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes no regulados de Enel Distribución Río (ordenados alfabéticamente) fueron: Braskem Petroquímica, Cedae, Energisa, Estaleiro Brasfels, Industrias Nucleares do Brasil, Lafarge Holcim, Marinha do Brasil y Petrobras.

De acuerdo con el Contrato de Concesión 05/1996, que regula la distribución de electricidad en el área de concesión de Enel Distribución Río, dicha empresa está sujeta a una revisión tarifaria integral por parte de la ANEEL cada cinco años. No obstante, Enel Distribución Río ha negociado una revisión tarifaria anticipada para el año 2018 en lugar de 2019. El 5 de marzo de 2017, la revisión tarifaria anual aplicó una disminución promedio del 3% a los consumidores.

Enel Distribución Ceará (Brasil)

Enel Distribución Ceará se dedica principalmente a la distribución de energía eléctrica a municipios ubicados en el estado de Ceará, y suministra a más de 4 millones de clientes en un área de concesión de 148.920 kilómetros cuadrados, con una población estimada de 8,8 millones. Enel Distribución Ceará opera en virtud de una concesión de 30 años otorgada por el Estado brasileño, que permanecerá vigente hasta diciembre de 2027. Al 31 de diciembre de 2017, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros representaban el 36%, 17%, 6%, y 40%, respectivamente, de las ventas totales de 11.522 GWh de Enel Distribución Ceará. En el año 2017, sus pérdidas de energía ascendieron al 13,6%, frente al 12,5% en el año 2016.

La siguiente tabla contiene los principales datos de operación de Enel Distribución Ceará respecto de cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Ventas de electricidad (GWh)	**11.522**	**11.628**	**11.229**
Residenciales	4.191	4.129	3.959
Comerciales	1.923	2.136	2.148
Industriales	748	1.055	1.196
Otros clientes [1]	4.660	4.308	3.925
Número de clientes (en miles)	**4.017**	**3.890**	**3.758**
Residenciales	2.964	2.861	2.865
Comerciales	239	236	232
Industriales	7	8	7
Otros clientes	806	786	654
Energía comprada (GWh)	**13.349**	**13.298**	**13.016**
Total pérdidas de energía (%)[2]	**13,6**	**12,5**	**12,5**

(1) Las cifras relativas a otros clientes incluyen los peajes.

(2) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo los peajes y los consumos de energía no facturados (GWh), en un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegales como también de pérdidas técnicas. La cifra informada respecto de 2015 difiere de una informada anteriormente, debido a la recuperación de conexiones ilegales.

El año 2017, la tasa de recaudación de clientes fue de 98,7% en comparación con un 98,5% en el año 2016.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes no regulados de Enel Distribución Ceará (ordenados alfabéticamente) fueron: Banco do Nordeste do Brasil, Beatriz Textil, Cagece, Ceará Portos, Grendene, Siderurgia Latino America y TV Cidade de Fortaleza.

De acuerdo con el contrato de concesión que regula la distribución de electricidad en el área de concesión de Enel Distribución Ceará, dicha empresa está sujeta a una revisión tarifaria integral por parte de la ANEEL cada cuatro años, esperándose que la próxima revisión tarifaria se efectúe en el año 2019. El 22 de abril de 2017, la revisión tarifaria anual aplicó un aumento promedio del 7,5% a los consumidores.

Enel Distribución Goiás (Brasil)

Enel Distribución Goiás se dedica principalmente a la distribución de energía eléctrica a municipios ubicados en el estado de Goiás, y suministra a más de 3 millones de clientes en un área de concesión de 337.000 kilómetros cuadrados, con una población estimada de 6,8 millones. Enel Distribución Goiás opera en virtud de una concesión de 30 años otorgada por el Estado brasileño, que permanecerá vigente hasta diciembre de 2045. Al 31 de diciembre de 2017, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros representaban el 34%, 17%, 9%, y 40%, respectivamente, de las ventas totales de 12.264 GWh de Enel Distribución Goiás. En el año 2017, las pérdidas de energía de ascendieron al 11,7%. Enel Distribución Goiás fue adquirida por Enel Brasil en febrero de 2017.

La siguiente tabla contiene los principales datos de operación de Enel Distribución Goiás respecto de cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Ventas de electricidad (GWh)	**12.264**		
Residenciales	4.195		
Comerciales	2.036		
Industriales	1.110		
Otros clientes [1]	4.923		
Número de clientes (en miles)	**2.928**		
Residenciales	2.493		
Comerciales	220		
Industriales	10		
Otros clientes	206		
Energía comprada (GWh)	**15.270**		
Total pérdidas de energía (%)[2]	**11,7**		

(1) Las cifras relativas a otros clientes incluyen los peajes.

(2) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo los peajes y los consumos de energía no facturados (GWh), en un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegales como también de pérdidas técnicas. La cifra informada respecto del año 2015 difiere de una informada anteriormente debido a la recuperación de conexiones ilegales.

En el año 2017, la tasa de recaudación de clientes fue de 99,2%.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes no regulados de Enel Distribución Goiás (ordenados alfabéticamente) fueron: Ambev, Brainfarma Industria Quimica, BRF – Brasil Foods, Can Pack Brasil, Friboi – JBS, Comigo, Granol, Irmãos Bretas Filhos e Cia y Oi.

Enel Distribución Goiás está sujeta a una revisión tarifaria que se efectuaría en octubre de 2018. El 22 de octubre de 2017, la revisión tarifaria anual aplicó un aumento promedio del 8% a los consumidores.

Codensa (Colombia)

Codensa es una empresa de distribución de electricidad colombiana que suministra a un área de concesión de 35.194 kilómetros cuadrados en Bogotá y otros 128 municipios de las provincias de Cundinamarca, con aproximadamente 3,3 millones de clientes.

De acuerdo con la ley colombiana, dado que no se otorgan concesiones, se requiere una autorización administrativa para prestar el servicio de distribución. En el caso de Codensa, la autorización es de duración indefinida.

Desde 2001, Codensa sólo suministra a clientes regulados. El mercado no regulado es atendido directamente por nuestra empresa de generación Emgesa, a excepción del alumbrado público de Bogotá. En el año 2017, sus pérdidas de energía fueron del 7,8%, frente al 7,1% en el año 2016. Este aumento en las pérdidas de energía se debió a la fusión de Codensa con la Empresa de Energía de Cundinamarca.

La siguiente tabla contiene los principales datos operacionales de Codensa respecto de cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Ventas de electricidad (GWh)	**13.790**	**13.632**	**13.946**
Residenciales	5.000	4.656	4.665
Comerciales	2.453	2.294	2.280
Industriales	1.066	1.047	1.011
Otros clientes [(1)]	5.272	5.635	5.990
Número de clientes (en miles)	**3.340**	**3.248**	**2.865**
Residenciales	2.974	2.890	2.543
Comerciales	310	302	273
Industriales	48	48	45
Otros clientes	8	8	4
Energía comprada (GWh)[(2)]	**15.013**	**14.680**	**15.039**
Total pérdidas de energía (%)[(3)]	**7,8**	**7,1**	**7,1**

(1) Las cifras relativas a otros clientes incluyen los peajes.
(2) En el año 2017, el 52,5% de la energía comprada fue adquirida de Emgesa, contra 42 % en el año 2016 y 20% en el año 2015.
(3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo los peajes y los consumos de energía no facturados (GWh), en un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegales como también de pérdidas técnicas. La cifra informada respecto de 2015 difiere de una informada anteriormente, debido a la recuperación de conexiones ilegales.

En el año 2017, la tasa de recaudación de clientes fue de 101,8% en comparación con el 100,8% en el año 2016.

Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, Codensa no tuvo clientes no regulados.

La revisión tarifaria de Codensa se rige por la Resolución CREG Nº 015/18 y fue aprobada el 29 de enero de 2018. Actualmente, Codensa está trabajando en las nuevas especificaciones tarifarias, las que se aplicarían a contar de septiembre de 2018.

Enel Distribución Perú (Perú)

Enel Distribución Perú es una empresa peruana de distribución de electricidad que opera en un área de concesión de 1.517 kilómetros cuadrados en virtud de una concesión indefinida otorgada por el Estado de Perú. Posee una concesión exclusiva para distribuir electricidad en la zona norte del área metropolitana de Lima, como también en algunas provincias cercanas a Lima, incluyendo Huaral, Huaura, Barranca y Oyón, y en la provincia adyacente de Callao. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Perú distribuía electricidad a aproximadamente 1,4 millones de clientes, cifra que representa un aumento del 2,2% en comparación con 2016.

Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Perú tenía ventas totales de energía de 7.934 GWh, cifra que representa un aumento del 2% en comparación con 2016. Sus pérdidas de energía aumentaron a 8,2% en el año 2017, desde un 7,8% en el año 2016.

La siguiente tabla contiene los principales datos operacionales de Enel Distribución Perú respecto de cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Ventas de electricidad (GWh)	**7.934**	**7.782**	**7.624**
Residenciales	2.920	2.818	2.839
Comerciales	1.002	1.353	1.688
Industriales	1.697	1.421	1.213
Otros clientes [(1)]	2.315	2.190	1.884
Número de clientes (en miles)	**1.397**	**1.367**	**1.337**
Residenciales	1.324	1.296	1.266
Comerciales	46	42	42
Industriales	1	1	1
Otros clientes	26	28	27
Energía comprada (GWh)[(2)]	**8.608**	**8.444**	**8.311**
Total pérdidas de energía (%)[(3)]	**8,2**	**7,8**	**8,1**

(1) Las cifras relativas a otros clientes incluyen los peajes.

(2) En el año 2017, el 40% de la electricidad comprada se adquirió de Enel Generación Perú, Chinango y Enel Generación Piura. En el año 2016, el 35% de la electricidad comprada se adquirió de Enel Generación Perú, Chinango y Enel Generación Piura. En el año 2015, 26% de la electricidad comprada se adquirió de Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

(3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo los peajes y los consumos de energía no facturados (GWh), en un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegales como también de pérdidas técnicas. La cifra informada respecto de 2015 difiere de una informada anteriormente debido a la recuperación de conexiones ilegales.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, los principales clientes no regulados de Enel Distribución Perú (ordenados alfabéticamente) fueron: Alicorp, APM Terminals, Centro Comercial Plaza Norte, Corporación Celima, Corporación JR Lindley, DP World, Fábrica Peruana de Eternit, Goodyear Perú, G&M Ferrovías S.A., Indeco, Lima Airport Partners, Makro Refinería La Pampilla, Sodima y YOBEL.

En el año 2017, la tasa de recaudación de clientes fue de 100,3% en comparación con el 100,1% en el año 2016.

Para obtener mayores detalles relativos a la regulación del negocio de distribución, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Sinopsis comercial — Marco regulador de la industria eléctrica". Para obtener mayores detalles acerca del impacto financiero, véase el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados operacionales — 2. Análisis de los resultados operacionales de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015".

Estacionalidad

El negocio de distribución se ve directamente influenciado por las variaciones estacionales que presenta la demanda de energía. Si bien el precio al cual las empresas de distribución compran la electricidad puede variar estacionalmente y tiene un efecto en el precio al cual se vende la misma a los usuarios finales, él no tiene un impacto en nuestras utilidades, por cuanto el costo de la electricidad comprada se traspasa a los usuarios finales en tarifas que se fijan por períodos multianuales.

MARCO REGULADOR DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El siguiente diagrama contiene un resumen de las principales características del marco regulador de la industria eléctrica por segmento de negocio en los países en los cuales operamos.

		Argentina	Brasil	Colombia	Perú
Gx	Mercado no regulado	Régimen de remuneración regulado (Resolución 19/2017)	Mercados *spot* con precios definidos por el regulador	Mercados *spot* con costos licitados (precio ofertado)	Mercados *spot* con costos auditados. Los precios del gas natural se declaran con límites.
	Regulado	Precio estacional	Subastas de energía termoeléctrica - 20 años / hidroeléctrica - 30 años	Subastas 3/5 años	Subastas de hasta 20 años y precio de nudo
	Capacidad	Contribución a demanda de punta	--	Contribución de energía firme (subastas de energía de por lo menos 20 años)	Ingresos basados en contribuciones durante la demanda de punta
Tx	Características	Público – acceso abierto –tarifa regulada Régimen monopólico para los operadores del sistema de transmisión			
Dx	Ley	Contrato de concesión		Autorización de zona de operación	Concesión administrativa (indefinida)
	Expansión	95 años	30 años	-	No definida
	Revisión tarifaria	5 años	4/5 años	5 años	4 años
Td	Clientes no regulados	> 0,03 MW	> 0,5 MW a 3 MW/ ERNC > 3 MW/convencional	> 0.1 MW	> 0,2 a 2,5 MW opcional > 2,5 MW obligatorio
	Mercado no regulado (%)	≈ 20%	≈ 25%	≈ 30%	≈ 50%

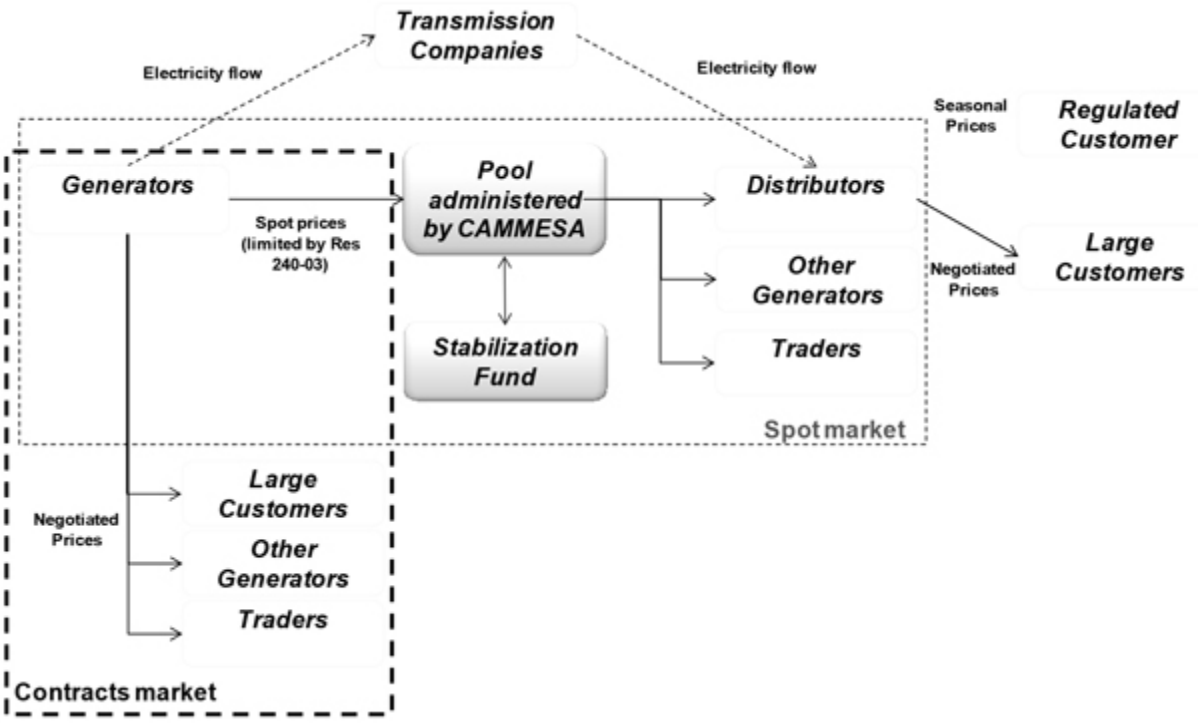
Gx: Generación Tx: Transmisión Dx: Distribución Td: Comercialización

Marco regulador de la industria eléctrica en Argentina

Sinopsis y estructura de la industria

En el Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM argentino) hay cuatro categorías de agentes locales (empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes), y dos agentes externos (empresas comercializadoras de generación y empresas comercializadoras de demanda), quienes están autorizados para comprar y vender electricidad y productos relacionados.

El siguiente diagrama muestra las relaciones entre los diferentes participantes del MEM argentino:



El sector de la generación estuvo organizado sobre una base competitiva hasta marzo de 2013, con empresas generadoras independientes que vendían su producción en el mercado *spot* del MEM argentino, mediante contratos privados, a compradores en el mercado de contratos del MEM argentino o a la CAMMESA, a través de transacciones especiales.

El 26 de marzo de 2013, la antigua Secretaría de Energía argentina, que se transformó en la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) argentina en enero de 2016, publicó la Resolución Nº 95/2013, que estableció un régimen de remuneración regulada para la actividad de generación de energía, con aplicación retroactiva a febrero de 2013. El 2 de febrero de 2017, el Secretario de Energía Eléctrica publicó la Resolución Nº 19/2017, que fijó un nuevo régimen de remuneración para las empresas generadoras existentes.

El sector de la transmisión es considerado como un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesto por varias empresas a las cuales el Estado argentino otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alta tensión, y ocho concesionarias operan y mantienen las instalaciones de media y alta tensión, a las cuales se conectan las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes. Los sistemas de transmisión interconectados internacionales también requieren de concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía argentina. Las empresas de transmisión están autorizadas para cobrar diferentes peajes por sus servicios.

La distribución es considerada como un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesta por empresas a las cuales el Estado argentino otorga concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de suministrar electricidad a los clientes finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si el cliente tiene un contrato con la empresa distribuidora o directamente con una empresa generadora. Por consiguiente, estas empresas tienen tarifas reguladas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad en el mercado *spot* del MEM argentino, al llamado "precio estacional", definido por la Secretaría de Energía argentina como el tope para los costos de electricidad comprada por los distribuidores que puede ser traspasado a los clientes regulados. Existen dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesión federal; estos concesionarios son Edesur (nuestra filial) y Edenor (una empresa no relacionada), ambas ubicadas en el área del Gran Buenos Aires. Las áreas de distribución local están sujetas a concesiones otorgadas por las autoridades provinciales o municipales. Sin embargo, todas las empresas de distribución que actúan en el MEM argentino deben operar de acuerdo con sus reglas.

Respecto de los clientes, los clientes regulados son aquellos abastecidos por las empresas distribuidoras a tarifas reguladas que demandan hasta 30 kW de potencia; los clientes no regulados son aquellos que demandan al menos 30 kW de potencia instalada. Los clientes no regulados son grandes clientes que se clasifican en tres categorías: grandes clientes mayores, grandes clientes menores y grandes clientes privados. Cada una de estas categorías tiene diferentes requerimientos en cuanto a las compras de su energía demandada. Por ejemplo, los grandes clientes mayores deben comprar el 50% de su demanda mediante contratos de suministro y el resto, en el

mercado *spot*, mientras que los grandes clientes menores y los grandes clientes privados deben comprar toda su demanda a través de contratos de suministro. Los grandes clientes participan en la CAMMESA designando a dos directores titulares y a dos directores suplentes a través de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de Argentina. Desde el año 2013, debido a la Resolución N° 95/2013, los grandes clientes compran electricidad directamente a la CAMMESA una vez que vencen sus contratos bilaterales directos con las empresas generadoras. Argentina tiene un sistema interconectado, el SIN, y una multitud de pequeños sistemas que suministran energía a zonas específicas.

Principales autoridades reguladoras

El Ministerio de Energía y Minería argentino es el principal encargado de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados de energía; preparar el plan estratégico respecto de la electricidad, hidrocarburos y otros combustibles; promover políticas de competencia y asignación eficiente de los recursos; liderar las acciones para aplicar las políticas sectoriales; y orientar a los nuevos operadores hacia interés general, respetando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del medio ambiente. El Ministerio de Energía y Minería, a través de la Secretaría de Energía Eléctrica, implementa las acciones necesarias para gestionar la industria energética, resolviendo problemas para evitar situaciones de emergencia. Este Ministerio fue recientemente reestructurado y las responsabilidades de la SEE se transfirieron a la Subsecretaría de Energía Eléctrica (Resolución Nº 64/2018).

Las principales atribuciones de la Subsecretaría de Energía Eléctrica incluyen: modificación de la normativa que regula el sistema de transmisión en términos de conexiones, uso e interconexiones internacionales; modificación de la normativa que regula los procedimientos de despacho y precios; definición de la potencia, energía y otros parámetros técnicos exigidos a los distribuidores y grandes consumidores para su ingreso al MEM; definición de las normas para operar y suscribir contratos en el MEM; autorización de importaciones y exportaciones de electricidad; resolución de quejas presentadas contra el Ente Nacional Regulador de la Electricidad; desempeño de las funciones del Ministerio dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica; y administración del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) lleva a cabo las medidas necesarias para que se cumplan los objetivos de política nacional con respecto a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Sus principales actividades son: proteger los derechos de los consumidores; promover la competitividad en la producción; estimular las inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo; promover el acceso libre, el uso no discriminatorio y el uso generalizado de los servicios de transmisión y distribución; regular los servicios de transmisión y distribución para asegurar tarifas justas y razonables; y estimular la inversión privada en la producción, transmisión y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. El ENRE controla directamente la administración de Edenor y Edesur por ser éstas empresas de distribución que operan con una concesión federal.

Las principales funciones de la CAMMESA son la coordinación de las operaciones de despacho, el establecimiento de precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas realizadas a través del SIN argentino. Es también responsable de ejecutar el despacho económico en base a consideraciones económicas y racionalidad en la administración del recurso energía, de coordinar la operación centralizada del SIN argentino para garantizar su seguridad y calidad, y de administrar el MEM argentino con el objeto de asegurar la transparencia a través de la participación de todos los actores involucrados y con respeto a las normativas respectivas.

Las principales funciones del Consejo Federal de la Energía Eléctrica argentino son las siguientes: (i) administrar los fondos específicos asignados al sector eléctrico, y (ii) asesorar a la autoridad ejecutiva nacional y a los gobiernos provinciales con respecto a la industria eléctrica; a las prioridades en el desarrollo de estudios y obras, concesiones y autorizaciones; y a precios y tarifas en el sector eléctrico. También presta asesoría respecto de las modificaciones resultantes de la legislación que rige a la industria eléctrica.

El Consejo Federal de Medio Ambiente es una rama institucional del gobierno federal facultado para atender los problemas medioambientales y sus soluciones en Argentina. Tiene facultad legal para coordinar el desarrollo de la política medioambiental entre las provincias federadas. Las provincias federadas adoptan las normas o reglamentos dictados por el Congreso de la Nación Argentina, los que son dictados como resoluciones.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, un miembro del Consejo Federal de Medio Ambiente, asesora al Jefe del Gabinete de Ministros en la implementación de las medidas medioambientales y articula su inserción en los ministerios y otras áreas de la administración pública nacional. Procura fomentar la explotación racional y la soberanía sobre los recursos naturales de la Argentina con consideración a la equidad e inserción social. La Secretaría está involucrada en la planificación y preservación medioambiental, planificación e implementación de la administración medioambiental nacional en la implementación del desarrollo sustentable, uso racional de los recursos no renovables y diagnóstico de los problemas medioambientales, en coordinación con las diferentes áreas del gobierno argentino.

La Ley Eléctrica

Generalidades

Originalmente, la industria eléctrica argentina fue desarrollada por empresas privadas. El gobierno argentino comenzó una intervención en el sector en la década de 1950 e inició un proceso de nacionalización. Se promulgó la Ley Nº 15.336/60 con el fin de organizar el sector y establecer el marco legal federal para el inicio de obras mayores de transmisión y generación. Dentro de ese marco se crearon varias empresas públicas para llevar a cabo diversos proyectos hidroeléctricos y nucleares.

Como resultado de la escasez de electricidad en el año 1989, se aprobaron las siguientes leyes a partir de 1990: Ley Nº 23.696 (Reforma del Estado), Ley Nº 23.697 (Emergencia Económica) y Ley Nº 24.065 (Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica). El objetivo de la nueva legislación fue esencialmente reemplazar el sistema verticalmente integrado, basado en un monopolio del Estado centralmente planificado, por un sistema competitivo, basado en el mercado y en la planificación indicativa.

Desarrollo normativo: la industria después de la Ley de Emergencia Pública

En el año 2002 se promulgó la Ley Nº 25.561, Ley de Emergencia Pública, para manejar la crisis económica que comenzó ese año. Ésta obligó a la renegociación de los contratos de servicios públicos (tales como los contratos de concesión de transmisión y distribución de electricidad) e impuso la conversión de obligaciones denominadas en dólares a pesos argentinos, a un tipo de cambio fijo de Ar$ 1,00 por US$ 1,00. La conversión obligatoria de las tarifas de transmisión y distribución de dólares a pesos argentinos a un tipo de cambio fijo (comparado con el tipo de cambio de mercado a esa fecha de aproximadamente Ar$ 3,00 por US$ 1,00) y las medidas reglamentarias para limitar y reducir los precios *spot* y estacionales impidieron el traspaso de los costos variables de generación a las tarifas de los clientes finales. La Ley de Emergencia Pública también facultó al gobierno argentino para llevar a cabo medidas monetarias, financieras y cambiarias adicionales orientadas a superar la crisis económica en el mediano plazo. Estas medidas han sido periódicamente prorrogadas. La más reciente, la Ley Nº 27.200, promulgada en noviembre 2015, prorrogó adicionalmente dichas medidas hasta el 31 de diciembre de 2017. Desde esa fecha, no ha habido nuevas prórrogas.

La Secretaría de Energía Eléctrica argentina introdujo una serie de medidas reguladoras dirigidas a corregir los efectos de la devaluación sobre los costos y precios del MEM argentino y a reducir los precios pagados por los clientes finales.

La Resolución Nº 240/2003 cambió el método para calcular los precios *spot*, desacoplando esos precios del costo marginal de operación. Antes de esta resolución, los precios *spot* del MEM argentino eran típicamente fijados por unidades que operaban con gas natural durante la temporada cálida (de septiembre a abril) y unidades que operaban con combustible líquido/diésel en el invierno (de mayo a agosto). Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, los precios de invierno eran más altos y se veían afectados por el precio de combustibles importados, denominados en dólares. La resolución también impuso un límite superior al precio *spot*, de Ar$ 120/MWh, que era el que estaba vigente al momento de adoptarse la Resolución Nº 95/2013 (marzo de 2013). Las empresas generadoras que adoptaron la Resolución Nº 95/2013 eran remuneradas conforme a tal resolución y, más tarde, de acuerdo con la Resolución Nº 529/2014, la Resolución Nº 482/2015 y la Resolución Nº 22/2016.

La Secretaría de Energía Eléctrica argentina publicó la Resolución Nº 95/2013, la Resolución Nº 529/2014 y la Resolución Nº 482/2015, en los años 2013, 2014 y 2015, respectivamente, las que establecieron un nuevo régimen de remuneración para la totalidad de las empresas generadoras, con excepción de biomasa/biogás, centrales hidroeléctricas, centrales nucleares y bloques de energía comercializados a través de contratos de energía regulados por la Secretaría de Energía. El régimen de remuneración se basaba en costos promedio para las empresas generadoras, en contraste con el anterior sistema de precio marginal. El nuevo régimen establecía pagos por costos fijos y costos variables que dependían del tipo de tecnología, ya sea hidroeléctrica, termoeléctrica (turbina a gas, turbina a vapor, ciclo combinado), moto-generadores de combustión interna, eólica, solar fotovoltaica, biomasa/biogás, así como del tamaño de la central (pequeñas, medianas o grandes unidades), separadas por su tecnología y por el tipo de combustible utilizado (gas natural, fuelóleo/gasóleo, biocombustibles o carbón).

El 16 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el Decreto N° 134/2015, que declaró un estado de emergencia para el sector Nacional de Electricidad hasta el 31 de diciembre 2017, e instruyó al recién creado Ministerio de Energía y Minería que preparara y llevara cabo un programa para mejorar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y para garantizar que el suministro se realizara en las mejores condiciones técnicas y económicas. Desde esa fecha, no ha habido otras prórrogas.

El 22 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica argentina dictó la Resolución Nº 21/2016, que convocó a interesados a ofrecer nueva capacidad de generación termoeléctrica para satisfacer la demanda para los períodos estivales 2016/2017 y 2017/2018, y para el período invernal 2017. En consecuencia, se licitaron 2.871 MW y se adjudicaron los mismos en dos etapas: 1.915 MW en la primera etapa y los restantes 956 MW en la segunda.

El 2 de febrero de 2017, la Resolución Nº 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica argentina estableció las directrices para la remuneración de las centrales eléctricas existentes. Dicha resolución define una remuneración mínima para la energía según su tecnología y escala. Adicionalmente, las unidades termoeléctricas tienen la opción de suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada con igual remuneración diferencial para todas las tecnologías. Los agentes de generación termoeléctrica pueden declarar durante cada período estival el valor o potencia firme comprometida respecto de cada unidad durante un período de tres años, con la posibilidad de diferenciar entre el período estival e invernal (durante cada período pueden hacerse ajustes).

Como una excepción aplicable al año 2017, la declaración de Compromisos de Disponibilidad Garantizada, junto con la información requerida para la Programación de la Estación Invernal, se autorizó desde el 1º de marzo hasta el 31 de octubre de 2017. Los agentes generadores suscribirán un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada con la CAMMESA, la que a su vez podrá asignar el contrato a la demanda, conforme a la definición de la SEE. La remuneración recibida por una unidad con potencia y energía comprometidas será proporcional a su cumplimiento del valor mínimo, calculado en función del precio mínimo de la potencia y energía. Los agentes generadores termoeléctricos también pueden ofrecer disponibilidad de potencia y energía adicionales para períodos bimensuales, las que serán licitadas al precio máximo.

En lo que respecta a centrales hidroeléctricas, se definió un nuevo sistema para evaluar la potencia y energía sobre la base de la potencia y energía realmente disponible (lo que implica un valor mayor de la potencia y energía para su remuneración en comparación con la anterior normativa). Las centrales hidroeléctricas también tienen un precio base para la potencia y energía, y un precio adicional diferenciado de mayo a octubre de 2017 y otro desde noviembre de 2017. Los valores de remuneración contemplados en la Resolución Nº 19/2017 están denominados en dólares y se convertirán a pesos argentinos al tipo de cambio publicado por el Banco de Central de Argentina correspondiente al último día hábil del mes del correspondiente documento de transacción económica, a partir del cual se emite la documentación comercial, cuya fecha de vencimiento será establecida por la CAMMESA.

FONINVEMEM

La Resolución Nº 712/2004 creó el FONINVEMEM, un fondo cuyo propósito es aumentar la capacidad y generación de electricidad dentro del MEM argentino. De acuerdo con la Resolución Nº 406/2003, la Secretaría de Energía argentina decidió pagar a los generadores el precio *spot* hasta por el monto disponible en un fondo de estabilización, después de cobrar a los compradores del mercado *spot* a los precios estacionales, que eran más bajos que los precios *spot* del mismo período. El FONINVEMEM recibiría las diferencias entre los precios *spot* y los pagos a los vendedores, de acuerdo con la Resolución Nº 406/2003, desde el 1º de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2006. La CAMMESA fue designada para administrar el FONINVEMEM.

En virtud de la Resolución Nº 1.193/2005, todos los generadores privados que operan en el MEM argentino fueron llamados a participar en la construcción, operación y mantenimiento de las centrales de generación eléctrica que se construirán con los recursos del FONINVEMEM, correspondientes a dos centrales de generación de ciclo combinado de aproximadamente 825 MW cada una.

Convenio para administrar y operar proyectos

El 25 de noviembre de 2010, la Secretaría de Energía Eléctrica argentina suscribió un convenio con varias empresas generadoras, incluyendo nuestras filiales, en orden a: (i) aumentar la disponibilidad de unidades termoeléctricas; (ii) aumentar los precios de la energía y potencia; y (iii) desarrollar nuevas unidades de generación por la vía de aportar las deudas impagas que la CAMMESA debía a las empresas generadoras. Este convenio procuraba lograr lo siguiente: (i) continuar la reforma del MEM argentino; (ii) permitir la incorporación de nueva generación para satisfacer la creciente demanda de energía en el MEM argentino (en virtud de este convenio, nuestras filiales, junto con el Grupo SADESA y Duke, formaron una empresa para desarrollar un proyecto de ciclo combinado de aproximadamente 800 MW en la central termoeléctrica Vuelta de Obligado (VOSA); (iii) determinar un mecanismo para pagar a las empresas generadoras sus aportes al proyecto. Estos aportes se devolverían con intereses y se convertirían a dólares en la fecha de término de construcción de la VOSA, considerando el tipo de cambio existente a la fecha en la que fue firmado el convenio; y (iv) definir el método para el reconocimiento de la remuneración total debida a las empresas generadoras.

El 24 de octubre de 2012 se suscribió el contrato de suministro y construcción llave en mano de la central Vuelta de Obligado entre General Electric Internacional Inc., General Electric Internacional Inc. filial argentina y la Secretaría de Energía Eléctrica argentina. El proyecto también incluía la ampliación de la estación transformadora Río Coronda de 500 kV, que está conectada al SIN argentino; la construcción de cuatro nuevos estanques de combustible; la construcción de un gasoducto para el abastecimiento de gas natural desde la red nacional; y el mantenimiento de la planta durante los períodos de operación en ciclo abierto y en ciclo combinado, por un período de diez años. La central termoeléctrica Vuelta de Obligado comenzó a operar en ciclo abierto el 3 de diciembre de 2014, con una capacidad de 540 MW. Se espera que la capacidad instalada total alcance aproximadamente 800 MW el año 2018.

Límites y restricciones

Para mantener la competencia en el mercado eléctrico, los participantes en el sector eléctrico están sujetos a restricciones verticales y horizontales, dependiendo del segmento del mercado en el que ellos operan.

Restricciones a la integración vertical

Las restricciones a la integración vertical se aplican a las empresas que intentan participar simultáneamente en diferentes subsectores del mercado eléctrico. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley Nº 24.065 (Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica) y se aplican de manera diferente, dependiendo de cada subsector, según se describe a continuación:

Empresas de generación

- Ninguna empresa de generación, ni sus empresas controladas o sus empresas controladoras, pueden ser propietarias, accionistas mayoritarios o la entidad controladora de una empresa de transmisión; y
- puesto que una empresa de distribución no puede poseer unidades de generación, un propietario de unidades de generación no puede poseer concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas de una empresa generadora de electricidad pueden poseer una entidad que tenga unidades de distribución, sea por sí mismos o a través de otra entidad creada con el objeto de poseer y controlar unidades de distribución.

Empresas de transmisión

- Ninguna empresa de transmisión, ni sus empresas controladas o controladoras, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarios o la empresa controladora de una empresa de generación;
- ninguna empresa de transmisión, ni sus empresas controladas o controladoras, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarios o la empresa controladora de una empresa de distribución; y
- las empresas de transmisión no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Empresas de distribución

- Ninguna empresa de distribución, ni sus empresas controladas o controladoras, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarios o la empresa controladora de una empresa de transmisión; y
- una empresa de distribución no puede poseer unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de una empresa de distribución eléctrica pueden poseer unidades de generación, sea por sí mismos o a través de otra entidad creada con el objeto de poseer o controlar unidades de generación.

Restricciones a la integración horizontal

Además de las restricciones de integración vertical descritas anteriormente, las empresas de distribución y transmisión están sujetas a las siguientes restricciones de integración horizontal:

Empresas de transmisión

- Dos o más empresas de transmisión pueden fusionarse o ser parte de un mismo grupo económico sólo si ellas obtienen una aprobación expresa del ENRE. Tal aprobación es también necesaria cuando una empresa de transmisión pretende adquirir acciones de otra empresa de transmisión. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan las líneas de transmisión entre 132 kV y 140 kV, el servicio es prestado por un concesionario sobre una base de exclusividad en ciertas zonas indicadas en el contrato de concesión. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan los servicios de transmisión de alta tensión de al menos 220 kV, dichas empresas deben prestar el servicio de manera exclusiva y están facultadas para prestar servicios en todo el país, sin limitaciones territoriales.

Empresas de distribución

- Dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o ser parte de un mismo grupo económico sólo si ellas obtienen la aprobación expresa del ENRE. Tal aprobación es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transmisión o de distribución; y
- en virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario sobre una base de exclusividad en ciertas zonas indicadas en el contrato de concesión.

Regulación de las empresas de generación

Concesiones

Los generadores hidroeléctricos con una capacidad normal de generación superior a los 500 kW deben obtener una concesión para usar fuentes de aguas públicas. Las concesiones pueden otorgarse por un plazo fijo o indefinido.

Tales concesionarios tienen derecho a: (i) ocupar las propiedades privadas dentro del área de concesión (con sujeción a las leyes generales y reglamentos locales) que son necesarias para crear embalses, como también para los canales de aducción o de fuga, subterráneos o descubiertos; (ii) inundar las tierras necesarias para elevar los niveles del agua; y (iii) solicitar a las autoridades autorización para usar las facultades conferidas en el Artículo 10 de la Ley Nº 15.536, en aquellos casos en los que la ocupación del predio de un tercero ajeno a la concesión es absolutamente necesaria y el concesionario no ha logrado alcanzar un acuerdo con ese tercero.

Despacho y Fijación de Precios

Todos las empresas generadoras que son agentes del MEM argentino deben estar conectadas al SIN argentino y están obligadas a cumplir con la orden de despacho para generar y entregar energía al SIN argentino según lo determine la CAMMESA.

Las normativas de emergencia promulgadas después de la crisis argentina del año 2001 tuvieron un impacto significativo en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas en virtud de las normativas de emergencia estuvieron la fijación de los precios en el MEM argentino y la exigencia de que todos los precios *spot* se calcularan sobre la base del precio del gas natural, incluso en aquellas circunstancias en las que se compra un combustible alternativo, como el diésel, para satisfacer la demanda debido a la falta de suministro de gas natural.

La Resolución Nº 95/2013 introdujo cambios significativos en el régimen de remuneración de las empresas generadoras al fijar los precios de la potencia y energía de acuerdo con la tecnología y disponibilidad, y al determinar nuevos precios para cubrir los costos variables distintos del costo de los combustibles y un componente adicional del precio relacionado con la electricidad generada.

Precios estacionales

Las normativas de emergencia también produjeron cambios significativos en los precios estacionales cobrados a las empresas distribuidoras que operan en el MEM argentino, incluyendo la implementación de un máximo (el cual varía dependiendo de la categoría del cliente) en el costo de la electricidad cobrado por la CAMMESA a los distribuidores, a un precio significativamente inferior al precio *spot* cobrado por los generadores.

De acuerdo con la Resolución Nº 1.301/2011, que anunció la eliminación de los subsidios, en noviembre de 2011 fueron publicados los precios de referencia estacionales del MEM argentino para la electricidad no subsidiada. Esta resolución también estableció (i) la discontinuación de la práctica de aplicar precios subsidiados a los usuarios no residenciales de acuerdo con su capacidad de pago y actividad económica; (ii) la creación de un Registro de Excepciones, incluyendo una nómina de clientes exentos de la eliminación del subsidio, siempre que ellos puedan certificar su incapacidad para pagar los precios de referencia estacionales de la electricidad no subsidiada; y (iii) la identificación de un Subsidio Estatal Nacional, exigiendo a la CAMMESA identificar explícitamente los subsidios que entrega a cada nivel de demanda. De acuerdo con esta resolución, las empresas distribuidoras tienen también la obligación de notificar a los clientes residenciales que se verán afectados por la eliminación de los subsidios.

El precio estacional se calculó sobre la base de la programación operacional, el despacho y los cálculos de precio. Esta resolución permitió que los precios reflejaran el costo real de la energía, reduciendo los subsidios y creando precios diferenciados para los clientes residenciales en función de su uso eficiente de la energía. Este fue el primer paso hacia el restablecimiento de las condiciones de mercado. La Resolución Nº 20/2017 dictada por la SEE fijó los precios estacionales vigentes desde febrero a noviembre de 2017 y desde diciembre de 2017 hasta el 30 de abril de 2018.

Fondo de estabilización

El fondo de estabilización, administrado por la CAMMESA, fue creado para absorber las diferencias entre las compras realizadas por los distribuidores a precios estacionales y los pagos efectuados a los generadores por las compras de energía al precio *spot*. Cuando el precio *spot* es más bajo que el precio estacional, el fondo de estabilización se incrementa, y cuando el precio *spot* es más alto que el precio estacional, el fondo de estabilización disminuye. El saldo adeudado de este fondo en cualquier momento dado refleja la acumulación de diferencias entre el precio estacional y el precio por hora de la energía en el mercado *spot*. El fondo de estabilización tiene la obligación de mantener un saldo mínimo para cubrir los pagos a los generadores si los precios en el mercado *spot* durante un trimestre superan el precio estacional.

El fondo de estabilización se ha visto adversamente afectado por las modificaciones en el precio *spot* y precio estacional efectuadas por la normativa de emergencia, en virtud de la cual se establecieron precios estacionales por debajo de los precios *spot*, lo que generó grandes déficits en el fondo de estabilización. Estos déficits han sido financiados por el gobierno argentino a través de préstamos a la CAMMESA y con fondos provenientes del FONINVEMEM, pero éstos continúan siendo insuficientes para cubrir las diferencias entre el precio *spot* y el precio estacional.

Ventas a empresas de distribución y clientes regulados

Con el objeto de estabilizar los precios para la distribución, el mercado usa el precio estacional como el precio de la energía que deben pagar los distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado *spot*. Este es un precio fijo determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía argentina y se basa en el nivel de precios estacionales recomendados por la CAMMESA para el siguiente período, de acuerdo con su estimación del precio *spot*. La CAMMESA estima este precio evaluando su suministro esperado, la demanda y la potencia disponible, además de otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. Desde el año 2002, la Secretaría de Energía argentina ha estado aprobando precios estacionales más bajos que los recomendados por la CAMMESA.

Cargos reglamentarios específicos para las empresas eléctricas

La facultad de imponer cargos reglamentarios en Argentina está dividida administrativamente entre el gobierno federal, el gobierno provincial y el gobierno municipal. En consecuencia, el cargo tributario varía de acuerdo con el domicilio del cliente.

Incentivos y sanciones

El Programa de Servicio de Energía Plus, parte del Programa Energía Plus, es implementado por generadores que (i) han instalado nueva capacidad de generación o (ii) han conectado al SIN argentino capacidad de generación existente que antes no estaba conectada. A todos los grandes clientes que al 1º de noviembre de 2006 tenían una demanda superior a su demanda base se les exigió suscribir un contrato con el Programa de Servicio de Energía Plus para cubrir su exceso de demanda. A los grandes clientes que no suscribieron tales contratos se les exige pagar montos adicionales por cualquier consumo que supere la demanda base. Los precios contemplados en los contratos de Servicio de Energía Plus deben ser aprobados por las autoridades correspondientes. Los clientes no regulados que no lograron suscribir un contrato de Servicio de Energía Plus pueden solicitar a la CAMMESA que lleve a cabo una licitación para satisfacer su demanda.

Regulación de las empresas de distribución

Concesiones

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir electricidad a clientes (las concesiones se otorgan a los distribuidores por la jurisdicción donde operan: nacional, provincial o municipal). Los distribuidores están obligados a abastecer toda la demanda de electricidad en sus zonas de concesión, a las tarifas y en las condiciones que establece la normativa local. Las sanciones por no atender la demanda de electricidad se incluyen en los contratos de concesión. Se entregan concesiones para la distribución y venta al por menor, con plazos específicos para el concesionario establecidos en el contrato respectivo. Los períodos de concesión se dividen en "períodos de gestión", que permiten al concesionario renunciar a la concesión a determinados intervalos.

Compras de energía

Las empresas distribuidoras deben suplir el 100% de la demanda de los clientes dentro de su zona de concesión, cumpliendo con estándares de calidad de servicio y precios específicamente regulados. Para hacerlo, los distribuidores deben asegurar el suministro, la continuidad y la calidad de la energía. Las empresas distribuidoras compran energía en el MEM. La energía en el MEM puede comercializarse a través del mercado *spot* o del mercado estacional o bien por contratos. En el mercado *spot*, los precios de la electricidad varían de manera horaria, según la demanda y la disponibilidad de las centrales eléctricas. El mercado estacional funciona mediante la

identificación de dos temporadas de seis meses dentro de cada período anual relacionadas con la hidrología; una de dichas temporadas comienza el 1º de mayo y la otra el 1º de noviembre. Para cada estación se determina un precio estabilizado de la energía, según los costos esperados de generación durante el período de seis meses. Los distribuidores compran energía a ese precio y más tarde la diferencia en el precio, al comparárselo con el mercado *spot*, se agrega al siguiente período de seis meses. Las empresas distribuidoras pueden también suscribir contratos con empresas generadoras a precios negociados libremente, que pueden incluir cláusulas relativas a la duración, entrega, pago, incumplimiento y la respectiva compensación.

Proceso de fijación de tarifas de distribución

La distribución sujeta a jurisdicción nacional y las empresas de transmisión han renegociando contratos desde 2005 y, aunque las tarifas se establecieron temporal y parcialmente, se han fijado a la fecha las tarifas definitivas.

Durante el año 2006, nuestra filial Edesur y Edenor (empresa no relacionada con nosotros), los mayores distribuidores en Argentina, celebraron un "Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión". Este acuerdo estableció, entre otras cosas, (i) un régimen tarifario transitorio dependiente de la calidad del servicio; y (ii) un proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) a ser implementado por el ENRE de acuerdo con la Ley Nº 25.561 que establecería las condiciones para un nuevo régimen tarifario por un período de cinco años. En diciembre de 2009, Edesur presentó al ENRE su propuesta tarifaria conforme al proceso de RTI y también presentó estudios de respaldo de acuerdo con los requisitos establecidos por Resolución ENRE Nº 0467/2008. Esta presentación incluyó solamente los requisitos de ingresos pero excluyó propuestas de tarifa, las que más tarde se presentaron al ENRE en mayo de 2010.

El 28 de enero de 2016, con un nuevo gobierno y tras los cambios estacionales de precio, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución de Emergencia Nº 7/2016. Esta resolución instruye al ENRE a ajustar las tarifas de Edenor y Edesur a través de una tarifa transitoria hasta que la RTI entre en vigencia. La Revisión Tarifaria Integral entró en vigencia el 1º de febrero de 2017 y se aplicará durante 48 meses.

El 29 de enero de 2016, el Ente Regulador dictó la Resolución ENRE Nº 1-2016, que estableció una nueva tarifa transitoria en vigencia a contar del 1º de febrero de 2016. Su aplicación está de acuerdo con la Resolución Nº 7-2016 del MEM, que cambió los procedimientos de suministro y definió la facturación mensual.

El 5 de abril de 2016, el Ente Regulador promulgó las Resoluciones ENRE Nº 0054/2016 y Nº 0055/2016, que iniciaron la aplicación del proceso de Revisión Tarifaria Integral respecto de Edesur y Edenor, complementadas por las resoluciones sucesivas Nº 0463/2016, Nº 0492/2016 y Nº 0494/2016, las que definen procedimientos, tasa de rentabilidad, calidad de servicio y parámetros técnicos, entre otros.

El 1º de septiembre de 2016, Edesur presentó ante el ENRE su propuesta y la totalidad de los informes exigidos relacionados con sus planes de inversión y el proceso de Revisión Tarifaria Integral.

El 28 de septiembre de 2016, el ENRE sostuvo una audiencia pública para analizar las propuestas de los distribuidores. El 30 de diciembre de 2016, el Ente Regulador promulgó su Resolución ENRE Nº 0626/2016, aprobando el documento titulado "Resolución Final Audiencia Pública Resolución ENRE Nº 522/2016", en el que se informaba y respondía a las opiniones expresadas en las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y se autorizaba al ENRE a llevar a cabo los cambios en las tarifas.

El 1º de febrero de 2017, el Ente Regulador publicó su Resolución ENRE Nº 0064/2017 (posteriormente corregida por la Resolución Nº 0092/2017), que cerró el proceso de Revisión Tarifaria Integral y fijó la remuneración anual de Edesur en Ar$ 14.539.836.941.

Como resultado del proceso de RTI aplicado a contar del 1º de febrero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENRE a aumentar el VAD en hasta un máximo del 42% en comparación con el VAD anterior. El VAD se aumentó en dos etapas: la primera, el 1º de noviembre de 2017, y la segunda, el 1º de febrero de 2018.

El 26 de julio de 2017, el Ente Regulador dictó su Resolución ENRE Nº 0329/2017, que define el procedimiento a seguir para facturar ingresos diferidos, según lo establecido en la Resolución ENRE Nº 0064/2017 en su Artículo 4º. Los cargos calculados por aplicación de dicho procedimiento se reajustarán, como componentes del Costo Propio de Distribución (CPD), según una cláusula gatillo, que actualizará los costos si la variación semestral del IPC es superior a un 5% y, en el caso contrario, el reajuste se postergará hasta el siguiente semestre, y disposiciones relativas al mecanismo de "reajuste", que considerará una fórmula de reajuste semestral en función de sueldos, inflación mayorista e inflación minorista.

El período tarifario de transición finalizó el 1º de febrero de 2017 y Edesur se rige ahora por un contrato de concesión suscrito el año 1992 y las modificaciones relacionadas implementadas por la Resolución ENRE Nº 0064/2017.

El 1º de diciembre de 2017, el Ente Regulador dictó la Resolución ENRE Nº 0602/2017, que aprueba los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de Edesur por aplicación de los mecanismos de la RTI, junto con el nuevo Cuadro Tarifario que incorpora los nuevos precios estacionales (generación y transmisión) incluidos en la Resolución Nº 1.091/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica. También incluye los nuevos sistemas de subsidios a la Tarifa Social y bonos por ahorros en el consumo de energía de clientes residenciales.

El 31 de enero de 2018 se dictó la Resolución ENRE Nº 0032/2018, que incluye las tarifas aplicables a Edesur a contar del 1º de febrero de 2018. Dichas tarifas consideran reajustes por inflación, ajustes *ex post* del trimestre anterior, las 48 cuotas del pago diferido del cargo por VAD, el factor de eficiencia y los ajustes relacionados con los cambios estructurales. La Resolución ENRE Nº 0032/2018 también determina que la tarifa promedio es de 2,2828 AR$/KWh.

Sanciones

Los distribuidores están sujetos a tres tipos de sanciones:

1) Multas por calidad de servicio relacionadas con la operación normal, tales como interrupciones temporales, técnicas y servicios comerciales;

2) sanciones extraordinarias, a criterio del ENRE, que se aplican cuando los distribuidores no cumplen con sus obligaciones de servicio (por ejemplo, apagones); y

3) sanciones por suministro relacionadas con el sistema en su conjunto, incluyendo generación, transmisión y distribución, destinadas a compensar a los clientes. Estas últimas están suspendidas temporalmente porque el sistema no está generando suficiente electricidad.

El 17 de mayo de 2017 se promulgó la Ley Nº 27.351, Ley de Electrodependientes, la que establece que aquellas personas que son electrodependientes por cuestiones de salud y que requieren de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado, y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud, tendrán garantizado en sus domicilios el servicio eléctrico en forma permanente y gozarán de un tratamiento tarifario especial gratuito en el servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo jurisdicción nacional. Dentro de este marco, el 26 de julio de 2017, el Ente Regulador dictó la Resolución ENRE Nº 0292/2017, que estableció la exención del pago del derecho de conexión, de corresponder, para aquel suministro cuyo titular o uno de sus convivientes se encuentren registrados como electrodependientes por cuestiones de salud, respecto de clientes de Edenor o Edesur. Igualmente, el 25 de septiembre de 2017, el Ministerio de Salud dictó la Resolución Nº 1.538-E/2017, creando el Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud (RECS). A esta fecha, el reglamento relativo a materias operacionales tendientes a garantizar el suministro ininterrumpido de electricidad, y a establecer la compensación que deba pagarse a los distribuidores y el alcance de las responsabilidades de cada uno de los actores involucrados, aún está pendiente (Artículo 11 de la Ley Nº 27.351). El Poder Ejecutivo designará la autoridad de aplicación de esta ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Regulación de la transmisión

El sector de transmisión está regulado en función de los principios establecidos en la Ley Marco de la Energía Eléctrica y los términos de la concesión otorgada a Transener S.A. (el principal operador de líneas de transmisión en Argentina y una empresa no relacionada con nosotros), con arreglo al Decreto N° 2.743/92. Por razones tecnológicas, el sector de la transmisión se ve muy afectado por las economías de escala que limitan la competencia. Como resultado de ello, el sector de la transmisión opera en condiciones de monopolio y está sujeto a una regulación considerable. Conforme a las instrucciones contenidas en la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nº 1.969-E de fecha 27 de septiembre de 2016, el ENRE concluyó la RTI antes del 31 de enero de 2017. Entró en vigencia en marzo de 2017 y es aplicable a todas las empresas de transmisión. El día jueves, 30 de noviembre de 2017, la Secretaría de Energía publicó la Resolución SEE Nº 1.085/2017, que aprueba la nueva metodología de distribución del costo que representa la remuneración de la transmisión. Dicha resolución establece que, al 1º de diciembre de 2017, el costo del sistema de transmisión se pagará proporcionalmente por la demanda, y las empresas generadoras sólo pagarán los costos directos de conexión. Instruye a la CAMMESA a que lleve a cabo los cálculos correspondientes de los precios por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en el MEM que pagarán los Agentes Distribuidores de dicho mercado, conforme a la metodología aprobada, incluyendo los ajustes requeridos cuando se revisen los precios estacionales. Esta regla determina que los cargos y bonos ya no dependen más del uso de las instalaciones, sino que de la asignación regional.

Mercado de gas natural

Desde las medidas de emergencia económica del año 2002, la falta de inversión en la producción de gas natural obligó al sistema a quemar cantidades cada vez mayores de combustibles líquidos.

El gobierno argentino ha adoptado diversas medidas para mejorar el suministro de gas natural. Desde el año 2004, los productores de gas nacionales y el gobierno argentino han firmado diversos acuerdos para garantizar el suministro de gas. Además, Argentina y Bolivia suscribieron un acuerdo de 20 años en el año 2006 que garantiza el derecho de Argentina a recibir hasta 28 millones de metros cúbicos de gas natural diariamente y establece un calendario de aumentos de precios. La Resolución Nº 41/2016 del Ministerio de Energía y Minería reemplazó el acuerdo de fijación de precios.

El Mercado Electrónico de Gas (MEG) fue también creado recientemente para aumentar la transparencia de las operaciones físicas y comerciales en el mercado *spot*.

Argentina también importa GNL desde el año 2008. El GNL es recibido en la instalación de Bahía Blanca, que puede procesar 10 mm3-d, y en la instalación mar afuera Escobar, que inició sus operaciones el año 2011 y que actualmente procesa 20 mm3-d.

Exportaciones e importaciones de electricidad

Con el fin de priorizar el abastecimiento del mercado interno, la Secretaría de Energía argentina adoptó medidas adicionales que restringían las exportaciones de electricidad y gas. La Resolución SE Nº 949/2004 estableció medidas que permitieron a los agentes exportar e importar electricidad en condiciones muy restringidas. Estas medidas impidieron que los generadores pudieran cumplir con sus compromisos de exportación.

La Secretaría de Energía argentina publicó la Disposición Nº 27/2004, junto con las resoluciones y decretos relacionados, que creó un plan para racionar las exportaciones de gas natural y el uso de la capacidad de transporte. Estas medidas restringieron el suministro de gas a Chile y Brasil, y se espera que estas restricciones continúen, por cuanto la Resolución N° 1.410 de Enargas, dictada en octubre de 2010, reforzó dichas restricciones de distribución de gas a determinados clientes. Específicamente, la resolución mencionada ordenó que la distribución de gas debía hacerse en el siguiente orden, de mayor a menor prioridad: (i) clientes residenciales y comerciales; (ii) mercado de gas natural comprimido; (iii) grandes clientes; (iv) unidades de generación termoeléctrica; y (v) exportaciones. Las condiciones y restricciones para la exportación de gas continúan a la fecha de este Informe.

Regulación ambiental

Las instalaciones de electricidad están sujetas a leyes y reglamentos ambientales de carácter federal y local, incluyendo la Ley Nº 24.051 de Residuos Peligrosos, y sus reglamentos complementarios.

Al sector eléctrico se le imponen ciertas obligaciones de información y fiscalización. El incumplimiento de estas exigencias le da el derecho al gobierno argentino de imponer sanciones tales como la suspensión de las operaciones que, en el caso de los servicios públicos, podría traducirse en la cancelación de concesiones.

La Ley Nº 26.190, promulgada en el año 2007, declaró de interés nacional el uso de las energías renovables no convencionales y estableció como objetivo un 8% de participación de mercado para la generación con fuentes renovables dentro de un plazo de diez años. Durante el año 2009, el gobierno adoptó acciones para alcanzar este objetivo mediante la publicación de la Resolución Nº 712/2009 y el lanzamiento de una licitación internacional para promover la instalación de hasta 1.000 MW de capacidad de energía renovable. Dicha resolución creó un mecanismo para vender energías renovables a través de contratos de quince años con la CAMMESA, con condiciones de precio especiales, a través de ENARSA, una empresa estatal dedicada a actividades de ejecución y de planificación relacionadas con hidrocarburos y electricidad. En junio de 2010, el programa GENREN adjudicó un total de 895 MW, distribuidos de la siguiente manera: 754 MW de energía eólica, 110 MW de biocombustibles, 11 MW de mini hidroeléctricas y 20 MW de unidades solares. Los precios adjudicados varían desde 150 dólares por MWh (para unidades mini hidroeléctricas) a US$ 598 por MWh (para unidades solares). El año 2011, la Secretaría de Energía argentina publicó la Resolución Nº 108/2011, que permitió a la CAMMESA suscribir contratos directamente con los generadores de energía renovable en condiciones similares a las contempladas en la Resolución Nº 712/2009.

En octubre de 2015 se promulgó la Ley Nº 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, que definió las fuentes de energías renovables como: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley Nº 26.093. El nuevo límite de potencia para centrales hidroeléctricas que califican a tenor de la Ley Nº 27.191 cambió de 30 a 50 MW. La ley establece que los grandes clientes deben satisfacer su demanda con contratos de energía proveniente de tecnologías renovables, según los siguientes valores: 8% en el año 2017, 12% en el año 2019, 16% en el año 2021, 18% en el año 2023 y 20% en el año 2025. Se establece un precio máximo de US$ 113,00 por MWh para los contratos de energía renovable en el MEM. La ley no establece un compromiso específico para los distribuidores. También establece como sanción para aquellos que no cumplan con las tarifas contenidas en el Artículo 8 el pago de un precio igual al costo variable de producción de electricidad generada con combustible diésel importado para cubrir el déficit de las energías renovables contratadas. Finalmente, la Ley Nº 27.191 también establece incentivos

para las inversiones: devolución anticipada del impuesto al valor agregado, aplicación de la depreciación acelerada, creación de un fondo común para financiar proyectos y exención del impuesto de importación.

Las Resoluciones Nº 71/2016 y Nº 72/2016, de fecha 17 de mayo de 2016, del Ministerio de Energía y Minería, ampliaron la Ley Nº 27.191 y el Decreto Reglamentario Nº 531/2016, que dieron inicio al proceso de licitación de energía renovable de 1.000 MW del MEM, como parte del Programa RenovAR - Ronda 1, desglosado de la siguiente manera: 600 MW de energía eólica, 300 MW de energía fotovoltaica, 65 MW de biomasa, 20 MW de energía proveniente de mini hidroeléctricas y 15 MW de energía proveniente de biogás.

Se recibieron 123 ofertas por un total de 6.366 MW (42 de energía eólica por 2.870 MW, 50 de energía solar por 2.305 MW, ocho de biomasa y biogás por 23 MW, y cinco de energía generada por mini hidroeléctricas por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016 se hicieron las ofertas y la mayoría de ellas se situaba bajo el precio máximo de adjudicación estipulado por el Ministerio; para la energía eólica, el precio mínimo fue de US$ 49 / MWh y para la energía solar, de US$ 59 / MWh. En el marco de la Ronda 1 del Programa RenovAR, 29 proyectos se adjudicaron un total de 1.142 MW. Posteriormente, se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5), en la cual 30 proyectos se adjudicaron un total de 1.281,5 MW, con un precio promedio de US$ 54 / MWh (765,4 MW de energía eólica y 516,2 MW de energía solar).

El Programa RenovAR, en sus Ronda 1 y Ronda 1.5, adjudicó un total de 59 proyectos por un total de 2.423,5 MW y un precio ponderado de US$ 57,44 / MWh.

El 17 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución Nº 275-E/2017 mediante la cual lanzó una convocatoria abierta a actores nacionales e internacionales interesados en suministrar al MEM electricidad generada con fuentes de ERNC, dentro del contexto del Programa RenovAR (Ronda 2), para adjudicar 1.200 MW (550 MW de energía eólica, 450 MW de energía solar y el resto energía proveniente de biogás, mini hidroeléctricas y biomasa).

Posteriormente, la Resolución Nº 473/2017 agregó un 50% de MW adicionales a la convocatoria original (Ronda 2), permitiendo que participaran proyectos que en la etapa anterior no había logrado adjudicaciones, para cubrir la potencia requerida por la tecnología (275 MW de energía eólica, 225 MW de energía solar y 67,5 MW de energía proveniente de biogás y biomasa).

En la Ronda 2, el Programa RenovAR adjudicó un total de 88 proyectos, con un total de 2.043 MW, en ocho provincias y a un precio promedio de US$ 51,5 /MWh.

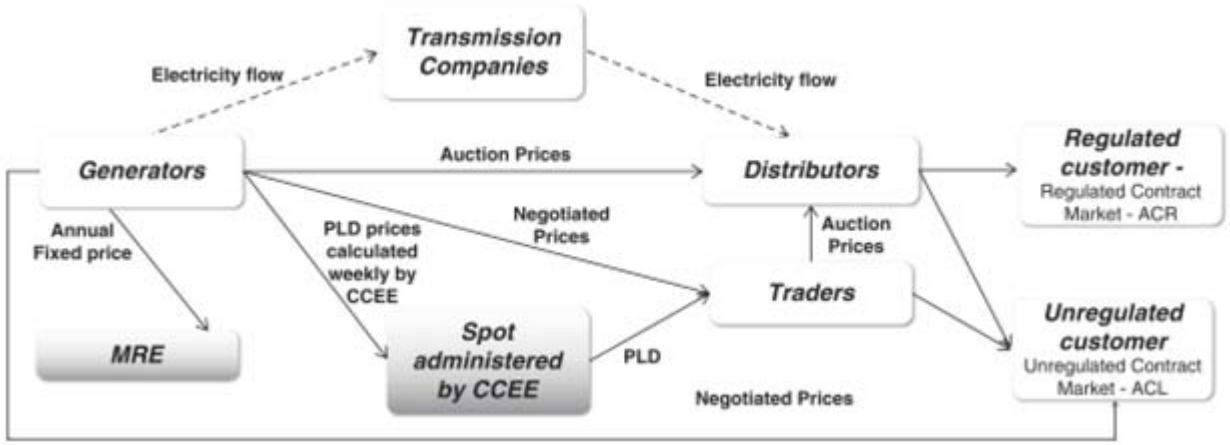
El 18 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución Nº 281-E/2017, que establece las reglas del Mercado de la Electricidad Renovable, permitiendo a generadores con fuentes renovables suscribir contratos con grandes clientes (sobre 300 MW). El Departamento de Energía Renovable emitió posteriormente dictámenes relativos a diversos aspectos administrativos contemplados en la Disposición Nº 1/18.

Marco regulador de la industria eléctrica en Brasil

Sinopsis y estructura de la industria

La industria eléctrica brasileña está organizada como un gran sistema eléctrico interconectado, el SIN brasileño, que abarca la mayoría de las regiones de Brasil, y varios otros sistemas pequeños y aislados.

El siguiente diagrama muestra las relaciones entre los diferentes participantes del SIN brasileño:



La generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades legalmente separadas en Brasil.

El sector de la generación eléctrica está organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producción a través de contratos privados con distribuidores, comercializadores o clientes no regulados. Las diferencias se venden en el mercado a corto plazo o mercado *spot* al Precio de Liquidación de Diferencias (PLD, por sus siglas en portugués). Hay también un mecanismo especial empleado por los generadores hidroeléctricos que procura transferir el riesgo hidrológico compensando las diferencias entre la energía asegurada de los generadores hidroeléctricos y aquella que es efectivamente producida, llamado Mecanismo de Reasignación de Electricidad (MRE, por sus siglas en portugués).

La Constitución brasileña fue modificada en el año 1995 para autorizar la inversión extranjera en la generación de energía. Con anterioridad a dicha modificación, la totalidad de las concesiones de generación pertenecían directa o indirectamente a ciudadanos brasileños o al Estado brasileño.

El sector de la transmisión eléctrica opera en condiciones de monopolio. El gobierno brasileño fija los ingresos de las empresas de transmisión. Esto se aplica a todas las empresas de electricidad con operaciones de transmisión en Brasil. Los ingresos por transmisión corresponden a una remuneración fija que no depende de la cantidad de electricidad transmitida.

La distribución de energía eléctrica es un servicio público que opera en condiciones de monopolio y está compuesto por empresas a las que se les han otorgado concesiones. Los distribuidores que operan en el SIN brasileño no están facultados para: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados que demandan 3.000 kW o más; (iii) poseer, directa o indirectamente, participaciones en el capital social de cualquier otra empresa, corporación o sociedad; ni (iv) desarrollar actividades que no estén relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el contrato de concesión correspondiente.

La venta de electricidad se rige por la Ley Nº 10.848/2004, y por los Decretos Nº 5.163/2004 y 5.177/2004 de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica o Cámara de Compensación, (CCEE, por sus siglas en portugués) y por la Resolución Normativa Nº 109/2004 de la ANEEL, que introdujo la Convención de Comercialización de la Energía Eléctrica. Esta convención define los términos, reglas y procedimientos de la comercialización en la CCEE. Estas normativas introdujeron dos posibles situaciones para la formalización de contratos de venta de energía: (i) el ambiente de contratos regulados, en el que participan los agentes de generación y distribución de energía; y (ii) el ambiente de contratos de libre mercado, en el que participan generadores, comercializadores, agentes de importación y de exportación, y clientes no regulados de energía.

Las relaciones comerciales entre los agentes que participan en la CCEE se rigen principalmente por contratos de venta de energía. Todos los contratos entre los agentes que participan en el SIN brasileño deben estar registrados ante la CCEE. El registro incluye los montos de energía y los términos del contrato. Los precios de la energía acordados por los agentes participantes no se registran ante la CCEE, sino que son especificados por las partes contratantes.

La CCEE registra las diferencias entre la energía producida, la energía consumida y la cantidad de energía contratada. Las diferencias positivas o negativas se liquidan en el mercado de corto plazo y su precio corresponde al PLD. Se determinan semanalmente

respecto de cada nivel de energía o carga requerida y respecto de cada submercado, en función del costo marginal de operación del sistema, dentro de un rango de precios mínimo y máximo.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, clientes no regulados y clientes especiales. También incluye contratos existentes entre generadores y distribuidores, hasta su vencimiento, momento en el que pueden suscribirse nuevos contratos, en los términos contemplados en la Ley Nº 10.848. De acuerdo con las especificaciones establecidas en la Ley Nº 9.427/96, los clientes no regulados en Brasil son: (i) aquellos que actualmente representan una demanda de a lo menos 3.000 kW, generados con fuentes convencionales, y que compran su energía directamente a generadores o comercializadores, pero no a distribuidores; o (ii) aquellos que representan una demanda que se sitúa en el rango de 500 a 3.000 kW, generados con fuentes de ERNC, y que compran la energía directamente a generadores, comercializadores o distribuidores.

El SIN brasileño es coordinado por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico brasileño (ONS, por sus siglas en portugués) y está dividido en cuatro subsistemas eléctricos: sudeste / centro-poniente, sur, noreste y norte. Además del SIN brasileño, hay también algunos sistemas aislados que se encuentran en las regiones del norte de Brasil y dependen únicamente de electricidad generada por centrales termoeléctricas a carbón o petróleo. Según el informe mensual de electricidad (EPE, por sus siglas en portugués) de febrero de 2017, el 99,4% de la energía requerida en Brasil es suministrada por el SIN brasileño y el 0,6% restante es suministrada por sistemas aislados.

Principales autoridades reguladoras

El Ministerio de Minas y Energía brasileño (MME brasileño) regula la industria eléctrica y su rol principal es establecer las políticas, lineamientos y normas para el sector. La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) es una entidad que depende del MME brasileño. Su misión es realizar investigaciones y estudios para apoyar la planificación del sector energético.

El Consejo Nacional de Política Energética de Brasil (CNPE, por sus siglas en portugués) está a cargo de desarrollar la política nacional de electricidad. Sus principales funciones incluyen asesorar al Presidente en la formulación de políticas y lineamientos para la energía, promover el suministro estable y seguro de los recursos energéticos del país, asegurar el suministro de energía a las zonas más alejadas del país, establecer directivas para programas específicos (tales como el uso de gas natural, biocombustible, biomasa, carbón y energía termonuclear), y establecer directivas para la importación y exportación de electricidad.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica brasileña (ANEEL) es la entidad que implementa las políticas reguladoras. Sus principales funciones incluyen: (i) la supervisión de las concesiones para la venta, generación, transmisión y distribución de electricidad; (ii) la promulgación de las normativas que rigen el sector eléctrico; (iii) la implementación y reglamentación de la explotación de recursos eléctricos, incluyendo el uso de la hidroelectricidad; (iv) la promoción de los procesos de licitación para nuevas concesiones; (v) la resolución de conflictos administrativos entre los agentes del sector eléctrico; y (vi) la fijación de criterios y metodologías para establecer tarifas de transmisión y distribución, así como la aprobación de las tarifas eléctricas, garantizando que los consumidores paguen un precio justo por la energía suministrada y, al mismo tiempo, preservando el equilibrio económico y financiero de las empresas de distribución, de manera que puedan proveer el servicio de acuerdo con las normas de calidad y continuidad exigidas.

El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) es una entidad dependiente del MME brasileño. El CMSE fue creado para evaluar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico en todo el país. El CMSE tiene el mandato de: (i) seguir el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía; (ii) evaluar el suministro y servicio al cliente, así como la seguridad del sistema; (iii) identificar dificultades y obstáculos que afecten la seguridad y regularidad del suministro; y (iv) recomendar acciones preventivas que puedan ayudar a mantener la seguridad del suministro y el servicio.

La CCEE es una organización sin fines de lucro sujeta a la autorización, fiscalización y regulación de la ANEEL, cuyo objeto social principal es llevar a cabo las transacciones mayoristas y la comercialización de energía eléctrica en el SIN brasileño, registrando los acuerdos resultantes de los ajustes entre agentes del mercado, los que están clasificados en cuatro categorías: generación, distribución, comercialización y clientes. El 22 de junio de 2016 se promulgó la Resolución Provisional Nº 735, que establece que la CCEE reemplaza a Electrobras en la función de cobrador de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE), un fondo estatal creado en virtud de la Ley Nº 10.438 y financiado a través de cargos incluidos en las tarifas que pagan los consumidores y las empresas generadoras y aportes del Estado.

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) está integrado por las empresas de generación, transmisión y distribución, y por los clientes independientes, y es el encargado de la coordinación y el control de las operaciones de generación y transmisión del SIN brasileño, sujeto a la regulación y fiscalización de la ANEEL.

El Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (IBAMA, por sus siglas en portugués) es una entidad ejecutiva de la Política Nacional del Medio Ambiente, que actúa como una organización federal independiente. Es parte del

Ministerio del Medio Ambiente, encargado de la implementación de la Política Nacional del Medio Ambiente y de la preservación y conservación del patrimonio natural, ejerciendo control y fiscalización sobre el uso de los recursos naturales. El IBAMA también tiene a su cargo los estudios de impacto ambiental y el otorgamiento de licencias ambientales para proyectos en todo el país. La licencia ambiental es un procedimiento por el cual la agencia medioambiental competente a nivel federal, estatal o municipal autoriza el lugar de la instalación, la expansión y la operación de negocios y actividades que requieren de recursos naturales. También puede considerar la contaminación, efectiva o potencial, en cualquiera de sus formas, y cualquier causa de degradación del medio ambiente. Esta licencia procura asegurar que las medidas preventivas y de control consideradas en el borrador del estudio son compatibles con el desarrollo sostenible.

La Ley Eléctrica

Generalidades

En el año 1993, el sector eléctrico brasileño fue reformado mediante la Ley Nº 8.631/1993, que eliminó la estabilización del sistema de tarifas eléctricas.

La Ley de Concesiones, Ley Nº 8.987, y la Ley del Sector Eléctrico, Ley Nº 9.074, ambas promulgadas en el año 1995, pretenden promover la competencia y atraer capitales privados al sector eléctrico. Desde entonces, diversos activos de propiedad del Estado de Brasil y/o de los estados federados han sido privatizados.

La Ley del Sector Eléctrico también introdujo el concepto de productores independientes de energía (PIE), para abrir el sector eléctrico a las inversiones privadas. Los PIE son agentes individuales o agentes que actúan en un consorcio, que reciben una concesión, permiso o autorización del Estado brasileño para producir electricidad para la venta.

La Ley Nº 9.648, promulgada en el año 1998, creó el mercado de energía mayorista, compuesto por las empresas de generación y de distribución. En virtud de esta nueva ley, la compra y la venta de electricidad se negocian libremente.

El precio *spot* es el valor de las compras y ventas de energía eléctrica en el mercado de corto plazo. Según la ley, la CCEE es la entidad responsable de fijar los precios de la electricidad en el mercado *spot*. Estos precios se calculan sobre una base de costo marginal, con un modelo de condiciones futuras de operación y ajuste de una curva de orden de mérito con los costos variables por unidades termoeléctricas y el costo de oportunidad para centrales hidroeléctricas, lo que da como resultado un precio para cada subsistema fijado para la semana posterior a la determinación.

De acuerdo con la Ley Nº 10.433, promulgada el año 2002, la estructura del mercado de energía mayorista está estrictamente regulada y fiscalizada por la ANEEL. La ANEEL también es responsable de establecer las reglas que rigen el mercado mayorista de la energía, incluyendo medidas para estimular la inversión externa.

La Ley Nº 10.438, también promulgada el año 2002, fomenta el desarrollo de fuentes alternativas de energía, la globalización de los servicios energéticos y los subsidios a los clientes residenciales de bajos ingresos.

Durante los años 2003 y 2004, el gobierno brasileño estableció las bases para un nuevo modelo para el sector eléctrico nacional a través de las Leyes Nº 10.847 y Nº 10.848 del 15 de marzo de 2004, y del Decreto N° 5.163 del 30 de julio de 2004. Los objetivos principales de estas leyes y decreto fueron (i) garantizar la seguridad del suministro eléctrico y promover tarifas razonables; y (ii) mejorar la integración social en el sector eléctrico brasileño a través de programas diseñados para proporcionar el acceso universal a la electricidad.

El nuevo modelo contempla una serie de medidas que deben seguir los actores de la industria, tales como la obligación de los distribuidores y clientes no regulados de satisfacer la totalidad de su demanda de electricidad mediante contratos. También define una nueva metodología para calcular la capacidad física de generación real que respalda y garantiza las ventas contractuales de electricidad generada, asegurando que las centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas contraten su capacidad en proporciones que ofrezcan el mejor equilibrio entre el costo de dicha cobertura y el costo de la oferta. La continuidad y seguridad del suministro eléctrico son constantemente monitoreadas, procurándose detectar desequilibrios ocasionales entre la oferta y la demanda.

En lo que respecta a tarifas, el modelo exige que los distribuidores compren electricidad en un ambiente regulado a través de subastas para obtener las tarifas más bajas. Esto permite reducciones en los costos de la electricidad que los distribuidores traspasan a sus clientes cautivos. El nuevo modelo también contempla subsidios para clientes de bajos ingresos.

Límites y restricciones

La Resolución Normativa Nº 299/2008 deroga ciertas secciones de la Resolución ANEEL Nº 278/2000, que estableció los límites y condiciones para la participación de comercializadores y distribuidores de electricidad. Específicamente, se derogó la sección de la Resolución Nº 278/2000 sobre límites a la generación de electricidad. Posteriormente, la Resolución Nº 378/2009 estableció nuevos procedimientos para analizar fusiones e infracciones a las normativas económicas en la industria eléctrica.

Regulación de las empresas generadoras

Concesiones

La Ley de Concesiones establece que, al recibir una concesión, los PIE y clientes tendrán acceso a los sistemas de distribución y transmisión de propiedad de otras concesionarias, siempre que se les reembolsen sus costos, según determinación de la ANEEL.

Las empresas o consorcios que pretenden construir u operar instalaciones de generación hidroeléctrica con una capacidad superior a 30 MW o redes de transmisión en Brasil tienen que recurrir a un proceso de licitación pública. Las concesiones otorgadas le dan al titular respectivo el derecho de generar, transmitir o distribuir electricidad en un área de concesión determinada, durante un tiempo determinado.

Las concesiones tienen un límite máximo de 35 años cuando se trata de nuevas concesiones de generación, y de hasta 30 años en el caso de nuevas concesiones de transmisión o distribución. Las concesiones existentes pueden ser renovadas a discreción del gobierno brasileño por un período igual a su período inicial.

En septiembre de 2012, la Resolución Provisional Nº 579/2012 de la ANEEL estableció los criterios para la renovación de las concesiones de generación, transmisión y distribución que vencen entre los años 2015 y 2017. La resolución proyecta la reducción de las tarifas de la energía y la indemnización por los activos no depreciados en las centrales hidroeléctricas y en las instalaciones de transmisión. Además, la Resolución Provisional Nº 579/2012 define los procedimientos para el suministro temporal del servicio de energía eléctrica en el caso de cancelarse una concesión por razones administrativas. También refuerza las facultades de la ANEEL de intervenir en caso de desequilibrio económico y financiero, con el objeto de evitar que se afecte el servicio proporcionado.

El 23 de enero de 2013, el Congreso brasileño aprobó la Ley Nº 12.783, que renovó las concesiones de electricidad contempladas en la Resolución Provisional Nº 579/2013. Esta ley obliga a las empresas a reducir la tarifa eléctrica promedio en un 20,2% a contar de febrero de 2013, y a prorrogar por un máximo de 30 años las concesiones de transmisión y distribución y las de las centrales de generación tanto hidroeléctricas como termoeléctricas que vencen entre los años 2015 y 2017.

Despacho y fijación del PLD

El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) se utiliza para valorizar las diferencias entre las compras y las ventas de energía eléctrica en el mercado de corto plazo. El proceso de fijación de precio de la energía eléctrica transada en el mercado de corto plazo se realiza en base a la información empleada por el ONS para optimizar la operación del SIN brasileño.

Los modelos matemáticos empleados para calcular el PLD consideran la preponderancia de las centrales hidroeléctricas dentro de la matriz de generación brasileña. El propósito es encontrar un equilibrio óptimo entre el beneficio actual del uso del agua y los futuros beneficios de su almacenamiento, medido en términos de los ahorros en el uso de los combustibles destinados a las centrales termoeléctricas.

El PLD es un monto calculado semanalmente para cada nivel de carga, basado en el Costo Marginal de Operación, el que a su vez queda limitado por un precio máximo y un precio mínimo en vigor respecto de cada período y submercado. Los intervalos fijados para la duración de cada nivel de carga son determinados por el ONS para cada mes e informados a la CCEE para ser incluidos en el sistema de contabilidad y liquidación.

El modelo empleado para calcular el PLD procura obtener un resultado óptimo para cualquier período dado y definir la generación tanto hidroeléctrica como termoeléctrica para cada submercado, considerando primero la demanda de electricidad y luego las condiciones hidrológicas, los precios de los combustibles, el costo del déficit, la entrada en operación de nuevos proyectos y la disponibilidad de equipos usados para generación y transmisión. Como resultado de este proceso, se obtienen los Costos Marginales de Operación para cada nivel de carga y submercado.

El cálculo del precio se basa en el despacho *ex-ante* que se determina a partir de información estimada existente con anterioridad a la operación real del sistema, tomando en cuenta las cantidades de disponibilidad declaradas relativas tanto a la generación como al

consumo previsto para cada subsistema. El proceso completo de cálculo del PDL involucra el uso de modelos computacionales para calcular el Costo Marginal de Operación para cada subsistema en una base mensual y semanal.

Anualmente, la ANEEL define nuevos límites para el PLD. En diciembre de 2015, el rango del PLD para el año 2016 quedó establecido entre R$ 30,25 por MWh y R$ 422,56 por MWh; para el año 2017, entre R$ 33,68 por MWh y R$ 533,82 por MWh; y finalmente, para el año 2018, el PDL debe situarse entre R$ 40,16 por MWh y R$ 505,18 por MWh.

Mecanismo de reasignación de electricidad

El Mecanismo de Reasignación de Electricidad (MRE) entrega protección financiera contra los riesgos hidrológicos a los generadores hidroeléctricos garantizando el uso óptimo de los recursos hidroeléctricos del sistema interconectado eléctrico.

El mecanismo garantiza que, no obstante el despacho centralizado, todos los generadores hidroeléctricos que participan en el MRE tendrán una participación en el total de la generación hidroeléctrica despachada, en proporción a su energía asegurada, o energía firme máxima, que es la electricidad que una planta hidroeléctrica es capaz de entregar de manera continua durante un año, en malas condiciones hidrológicas. La cantidad final de energía asignada a cada generador hidroeléctrico puede ser mayor o menor que su energía asegurada, dependiendo de si la energía hidroeléctrica generada es mayor o menor que la totalidad de la energía hidroeléctrica asegurada, respectivamente. Este mecanismo permite que cada generador hidroeléctrico, antes de comprar energía en el mercado *spot* para dar cumplimiento a sus contratos, compre energía más barata a un precio que cubre los costos incrementales de la operación, el mantenimiento de las centrales hidroeléctricas y la compensación financiera por el uso del agua. La tarifa empleada para comercializar la energía en el MRE, la Tarifa Óptima de Energía, fue fijada en R$ 11,87 por MWh para el año 2018.

La generación hidroeléctrica total del sistema es más estable que la generación hidroeléctrica de una central individual; por esta razón, el MRE es un mecanismo muy eficiente para reducir la volatilidad de la generación de centrales individuales y el riesgo hidrológico. Los contratos de energía en Brasil son meros instrumentos financieros y la generación de electricidad está totalmente disociada de la energía contratada.

En noviembre de 2015, como una forma de mitigar los impactos de la sequía, la ANEEL aprobó las condiciones para renegociar el riesgo hidrológico con los generadores hidroeléctricos que participan en el MRE.

Ventas entre los agentes del mercado

El modelo actual para la industria eléctrica establece que la electricidad se comercializa en dos ambientes de mercado: el Ambiente de Contratación Regulada (ACR, por sus siglas en portugués) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL, por sus siglas en portugués).

La comercialización en el ACR se formaliza mediante contratos bilaterales regulados, llamados Contratos de Comercialización de Energía Eléctrica en el Ambiente Regulado (CCEAR, por sus siglas en portugués), suscritos entre agentes vendedores (vendedores, generadores, productores independientes o autoproductores) y agentes compradores (distribuidores) que participan en las subastas de compra y de venta de energía eléctrica.

En el ACL, por otra parte, la negociación entre los agentes generadores, agentes comercializadores, clientes del mercado libre, importadores y exportadores de energía eléctrica se lleva a cabo libremente, mediante contratos bilaterales.

Los agentes generadores, independientemente de si son concesionarios públicos de generación, PIE, autoproductores o agentes comercializadores, pueden vender electricidad en los dos ambientes. Esto mantiene la competitividad general del mercado. Todos los contratos que hayan sido suscritos en el ACR o en el ACL son registrados ante la CCEE y se usan como base para la calcular la liquidación de diferencias en el mercado de corto plazo.

Ventas de empresas de generación a clientes no regulados

En el ambiente de contratos no regulados, las condiciones para comprar energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cuanto al ambiente regulado, donde operan las empresas de distribución, las compras de energía deben llevarse a cabo a través de un proceso de subasta coordinado por la ANEEL.

Ventas de empresas de generación a empresas de distribución y clientes regulados

De acuerdo con las normativas de mercado, la totalidad de la demanda de energía de los distribuidores debe satisfacerse a través de subastas reglamentadas y coordinadas por la ANEEL, las que se numeran como A-i, donde "i" es un número entero que comienza con cero. Los procesos de subasta se realizan separadamente respecto de: (i) capacidad existente, para ajustar las condiciones de los contratos

vigentes o para celebrar nuevos contratos de compraventa de energía en reemplazo de contratos vencidos; y (ii) nueva capacidad, para satisfacer la demanda a futuro.

Las subastas relacionadas con capacidad existente son las siguientes: (i) subastas A-i, subastas de ajuste de energía, para complementar la energía necesaria para suministrar a clientes de distribución dentro del área de concesión, comprando energía de todas las fuentes de generación existentes a través de contratos de compraventa de energía de hasta 5 años.

Las necesidades futuras de energía se cubren con: (i) subastas A-i, para adquirir energía de nuevas fuentes de generación y para incluir subastas de reserva, que también se realizan para mejorar la estabilidad del sistema, a ser suministrada durante i años tras la subasta. Ambos tipos de subasta involucran contratos de compraventa que varían de 20 a 30 años.

Subasta	**Tipos de centrales**				
	Nuevas	**Existentes**	**Fuentes renovables**	**Indicadas por el gobierno[(1)]**	**Subastadas junto con las redes de transmisión**
A-0		X	X		
A-1		X	X		
A-2		X	X		
A-3	X	X	X		
A-4	X	X	X		
A-5	X	X	X	X	X
A-6	X		X	X	X
A-7				X	X

(1) El gobierno brasileño determina el tipo de tecnología y los proyectos que pueden participar en cada subasta.

El 30 de abril de 2014 se realizó una subasta A-0, la que tuvo como resultado 2.046 MW, a un precio promedio de R$ 268 por MWh. El 6 de junio de 2014 se realizó una subasta A-3, en la que, de los 2.744,6 MW de energía subastados, 418 MW se asignaron a la central hidroeléctrica San Antonio, a un precio promedio de R$ 121 por MWh, y 551 MW se asignaron a 21 parques eólicos, a un precio promedio de R$ 130 por MWh.

En el año 2015 se realizaron seis subastas: (i) una subasta A-1, que se realizó en diciembre, con 1.954 MW asignados a centrales hidroeléctricas (94%), centrales termoeléctricas a biomasa (4%) y centrales termoeléctricas a gas (2%), a un precio promedio de R$ 147,8 por MWh; (ii) cuatro subastas A-3: (a) una en abril, con 969 MW asignados a centrales termoeléctricas a biomasa (70%) y parques eólicos (30%), a un precio promedio de R$ 200 por MWh; (b) dos en agosto, en las que se asignaron 233 MWh a una central solar, a un precio promedio de R$ 301,8 por MWh, y 314,3 MWh a parques eólicos (72%), centrales hidroeléctricas (15%), centrales termoeléctricas a gas (7%) y centrales termoeléctricas a biomasa (6%), a un precio promedio de R$ 189 por MWh; y (c) una en noviembre, con 508 MW asignados a parques eólicos (52%) y plantas solares (48%), a un precio promedio de R$ 249 por MWh; y (iii) una subasta A-5, en el mes de abril, en la que se asignaron 1.160 MWh a centrales termoeléctricas a gas (73%), centrales hidroeléctricas (20%) y centrales termoeléctricas a biomasa (7%), a un precio promedio de R$ 259,2 por MWh.

El 29 de abril de 2016, una subasta A-5 concluyó con la asignación de 528.877 MW a centrales hidroeléctricas (61,4%), centrales termoeléctricas a biomasa (37,5%) y centrales termoeléctricas a gas (1,1%), a un precio promedio de R$ 198,59 por MWh. Adicionalmente, el 23 de diciembre de 2016 se llevó a cabo una subasta A-1, que concluyó con la asignación de 21 MW, a un precio promedio de R$ 118,15 por MWh.

El año 2017 se realizaron cuatro subastas: (i) una subasta A-4, el día 18 de diciembre, en la que se subastaron 2.202 MW de energía, a un precio promedio de R$ 144,51 (3% hidroelectricidad, 4% termoelectricidad, 16% energía eólica y 77% energía solar); (ii) una subasta A-6, el día 20 de diciembre, en la cual se subastaron 27.366 MW de energía, a un precio promedio de R$ 189,45 por MWh (3% hidroelectricidad, 72% termoelectricidad y 25% energía eólica); y (iii) subastas A-1 y A-2, el día 22 de diciembre. En la subasta A-1 se subastaron 288 MW, a un precio promedio de R$ 177,46 por MW y, en la A-2, se subastaron 423 MW, a un precio promedio de R$ 174,52 por MWh.

Ventas de potencia a otras empresas de generación

Los generadores pueden vender su energía a otros generadores directamente, negociando libremente los precios y condiciones.

Incentivos y sanciones

Otro cambio impuesto al sector eléctrico corresponde a la separación de los procesos de subasta de "energía anteriormente existente" y de "proyectos de nueva energía". El gobierno brasileño cree que un "proyecto de nueva energía" necesita de condiciones contractuales más favorables, tales como contratos de compra de energía de más largo plazo (15 años para las centrales termoeléctricas y 30 años para las centrales hidroeléctricas), y ciertos niveles de precios para cada tecnología, de manera de promover las inversiones para la expansión requerida. Por otra parte, las "centrales eléctricas existentes con anterioridad", que incluyen centrales eléctricas depreciadas, pueden vender su energía a precios menores y con contratos a plazos más cortos.

La Ley Nº 10.438/2002 creó ciertos programas de incentivos para el uso de fuentes alternativas en la generación de electricidad, conocidos con el nombre de Proinfa. Éste asegura la compra de la electricidad generada por Electrobras por un período de 20 años, y el apoyo financiero del Banco Nacional do Desenvolvimiento (BNDES), un banco de desarrollo de propiedad del Estado. Otros programas incluyen un descuento de hasta 50% en las tarifas de distribución y transmisión, y una excepción especial para los consumidores con volúmenes de electricidad en el rango de 500 kW a 3.000 kW que decidan migrar a un ambiente no regulado, con sujeción a que tales consumidores compren electricidad a empresas generadoras que utilizan fuentes de energía no convencionales.

Los agentes de venta son responsables de efectuar los pagos al agente de compra si ellos son incapaces de cumplir sus obligaciones de entrega. Las normativas de la ANEEL establecen sanciones aplicables a los agentes de venta de electricidad basadas en la naturaleza y gravedad de la infracción (incluyendo advertencias; multas; suspensión temporal del derecho de participar en licitaciones para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones; y confiscación). Por cada infracción, las multas pueden llegar hasta el 2% de los ingresos del concesionario derivados de la venta de electricidad y servicios proporcionados (netos de impuestos) en el período de doce meses inmediatamente precedente a cualquier aviso de infracción. La ANEEL también puede imponer restricciones a los términos y condiciones de los contratos entre partes relacionadas y, en circunstancias extremas, revocar esos contratos.

El Decreto N° 5.163/2004 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura puede estar constituida por garantías físicas de sus propias centrales de generación o a través de la compra de energía o contratos de potencia de terceras partes.

Entre otras cosas, la Resolución Normativa Nº 109/2004 de la ANEEL especifica que, cuando no se cumple con estos límites, las empresas generadoras y los comercializadores están sujetos a sanciones pecuniarias. La determinación de las sanciones se basa en un período de 12 meses y los ingresos obtenidos por la recaudación de esas sanciones son revertidos a la modalidad de tarifa dentro del ACR.

Si no se cumplen los límites de contratación y cobertura física definidos en las Normas de Comercialización, el Superintendente de la CCEE notifica a las empresas generadoras y a los comercializadores pertinentes. De acuerdo con los Procedimientos de Comercialización específicos, los agentes de la CCEE están habilitados para presentar una apelación ante el Directorio de la CCEE, el que decide si cobrar o cancelar la sanción pecuniaria.

Los agentes de generación pueden vender su energía a través de contratos suscritos dentro del ACR o del ACL. Los PIE deben proporcionar una cobertura física de su propia generación de energía por el 100% de sus contratos de venta. Los autoproductores generan energía para su uso exclusivo y, después de obtener la autorización de la ANEEL, pueden vender el excedente de energía a través de contratos. En ambos casos, la verificación de la cobertura física se realiza mensualmente, basada en información sobre generación y contratos de venta de los últimos doce meses. Los agentes generadores deben pagar multas si no proporcionan la cobertura física.

Regulación de las empresas distribuidoras

Compras de energía

En el mercado regulado, las empresas de distribución eléctrica compran la electricidad a través de subastas públicas anuales, reglamentadas por la ANEEL y organizadas por la CCEE.

Hay dos tipos de subastas reglamentadas: (i) para contratar capacidad existente, con el fin de ajustar las condiciones de los contratos vigentes o suscribir nuevos contratos de compraventa de electricidad en reemplazo de contratos vencidos; y (ii) para contratar nueva capacidad, incluyendo electricidad proveniente de fuentes renovable (biomasa, mini hidroeléctrica, solar y eólica), para satisfacer la demanda futura, como se describió anteriormente en el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Sinopsis comercial — Marco

regulador de la industria eléctrica — Regulación de las empresas de generación — Ventas de empresas de generación a empresas de distribución y clientes regulados".

Las autoridades definen un precio máximo y todos los distribuidores participantes que llamen a subasta deben celebrar contratos sobre una base prorrateada con cada uno de los generadores oferentes.

Tarifas de distribución a clientes finales

Las tarifas de distribución a los clientes finales están sujetas a revisión cada 4 o 5 años, a ajustes realizados anualmente y a revisiones extraordinarias por parte de la ANEEL en respuesta a cambios en los costos de compra de la energía y en las condiciones de mercado.

Proceso de fijación de tarifas de distribución

Al ajustar las tarifas de distribución, la ANEEL divide el Valor Anual de Referencia, los costos de las empresas de distribución, en: (i) los costos que están fuera del control del distribuidor, tales como las compras de energía y los impuestos ("costos Paquete A"); y (ii) los costos que están bajo el control de los distribuidores ("costos Paquete B"), la Distribución de Valor Agregado. El contrato de concesión de cada empresa de distribución contempla un ajuste anual.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones para las tarifas al cliente final: (i) revisión ordinaria de tarifa, según el contrato de concesión de cada distribuidor; (ii) los reajustes por la inflación anual, menos un factor "X" (un valor único para cada distribuidor, que refleja sus aumentos recientes en eficiencia, la gestión de sus costos operacionales y la calidad de su servicio); y (iii) revisiones extraordinarias de tarifas.

La fijación de precios a las empresas de distribución tiene la intención de mantener márgenes operativos constantes para el concesionario al permitir ganancias por tarifas provenientes de los costos del Paquete A y la retención de cualquier ganancia por eficiencia lograda, por períodos definidos de tiempo. Las tarifas a los clientes finales también se ajustan según la variación de los costos incurridos en las compras de electricidad.

La cuenta de ajuste de valor (CVA, por sus siglas en portugués) es un mecanismo que ayuda a mantener la estabilidad en el mercado energético y permite la creación de los costos diferidos del Paquete A, que son compensados a través de ajustes tarifarios anuales, basados en pagos para compensar el déficit/superávit del año anterior.

En diciembre de 2014, las empresas distribuidoras de Brasil, incluyendo a Enel Distribución Río y a Enel Distribución Ceará, suscribieron una modificación a los contratos de concesión que permitió que los costos diferidos (CVA y otros) pasaran a formar parte de los activos a ser compensados al término de la concesión, siempre que no hubieran recibido anteriormente compensación a través de las tarifas. Actualmente, las NIIF permiten el reconocimiento de ingresos diferidos, garantizando que las cantidades sean recuperables.

Las revisiones ordinarias de tarifas toman en consideración toda la estructura de fijación tarifaria para la empresa, incluyendo los costos de la prestación de servicios y de las compras de energía, así como una rentabilidad para el inversionista. El período de revisión tarifaria es definido por las empresas distribuidoras al momento de suscribir el contrato de concesión respectivo. Por lo tanto, en Brasil, algunas empresas distribuidoras tienen un período de revisión de tres años, la mayoría tiene períodos de cuatro años y algunas tienen períodos de cinco años. Esto significa que la revisión tarifaria se aplica a todas las empresas distribuidoras, pero en diferentes períodos de tiempo.

Desde el año 2003, la ANEEL ha realizado revisiones tarifarias periódicas cada cuatro o cinco años, que definen la metodología que se aplicará durante las revisiones ordinarias de tarifas. Hasta el segundo ciclo de revisiones tarifarias periódicas, la metodología se basó en los costos reglamentarios de una empresa modelo, que consideraba las características especiales de cada zona de concesión de distribución.

En noviembre de 2011, la ANEEL aprobó una nueva metodología para el tercer ciclo de revisiones tarifarias periódicas, efectiva desde el año 2011 al año 2014. Los principales cambios fueron:

- Los valores definidos en el ciclo anterior se ajustan según las variaciones en el número de clientes, en el consumo y en las redes, descontando los aumentos de productividad alcanzados por las empresas distribuidoras, basados en una evaluación comparativa nacional de la electricidad;
- la adopción de una nueva metodología para estimar la distribución de los aumentos de productividad y para mantener el equilibrio económico y financiero durante el ciclo tarifario; y
- la introducción de un nuevo mecanismo de incentivos para mejorar la calidad del servicio.

La ley garantiza a una empresa el equilibrio económico y financiero en la eventualidad de que haya un cambio sustancial en sus costos operacionales. En la eventualidad de que los componentes de costo del Paquete A aumenten significativamente durante el período que media entre dos ajustes tarifarios anuales, el concesionario puede solicitar que la ANEEL traspase esos costos a los clientes finales.

Plan gubernamental de reducción de tarifas (Resolución Provisional Nº 579/2012)

El 12 de septiembre de 2012, la Resolución Provisional Nº 579/2012 del gobierno brasileño redujo las tarifas a los clientes finales y definió una nueva política de renovación de las concesiones de las empresas de generación y de transmisión.

Para reducir las tarifas, el gobierno brasileño propuso eliminar dos cargos sectoriales, la Reserva Global de Reversión, que son fondos para promover la expansión del sector eléctrico y para indemnizar concesiones, y la Factura de Consumo de Combustible, que es un subsidio a las empresas generadoras termoeléctricas, ubicadas principalmente en la región norte. También redujo en un 75% la CDE (Cuenta de Desarrollo Energético). Estos cargos se compensan directamente con fondos del gobierno brasileño.

Adicionalmente, esta resolución dispone nuevas políticas para la renovación de las concesiones de las empresas de generación y transmisión cuyos contratos de concesión vencen antes del año 2017 (20% de las empresas de generación). Aunque las leyes existentes contemplaban la posibilidad de renovar esas concesiones, no había una guía clara respecto de los términos de las concesiones renovadas. Con la nueva política, se reducían los cargos por las compras de energía debido al no reconocimiento de los activos ya amortizados y, por lo tanto, si los titulares de concesiones elegían renovarlas en esos términos, entonces sólo podrían recuperar los costos relacionados con la operación y el mantenimiento. Las empresas afectadas representaban 23 GW de capacidad hidroeléctrica y 85.000 kilómetros de líneas de transmisión. Aproximadamente el 65% de las empresas de generación afectadas y la totalidad de las empresas de transmisión afectadas aceptaron las nuevas reglas.

La legislación que contiene la Resolución Provisional Nº 579/2012 fue aprobada por la Cámara de Diputados de Brasil y enviada al Presidente de Brasil para su promulgación con arreglo a la Ley Nº 12.783/2013. El plan de reducción tarifaria que pretendía reducir las tarifas a los clientes finales en un 20% fue aprobado el 24 de enero de 2013, después de una revisión extraordinaria de las tarifas de todas las empresas de distribución.

A principios del año 2013, los distribuidores tenían un déficit entre la demanda regulada y los proveedores de energía. A los distribuidores se les obligó a comprar en el mercado *spot* la energía necesaria para atender a sus clientes regulados. Debido a este desequilibrio, el 8 de marzo de 2013, el Decreto Presidencial Nº 7.945/2013 autorizó la transferencia de recursos federales a los distribuidores, permitiéndoles pagar parte de los costos adicionales de la energía a los que habían sido expuestos involuntariamente. Los costos adicionales de la energía no pagados con recursos federales se recuperaron mediante tarifas reguladas en los años 2014 y 2015, según lo establecido por la normativa de la ANEEL, ajustados a la tasa de interés SELIC (Sistema Especial de Liquidación y Custodia).

El año 2014, el Decreto Nº 8.203 autorizó el uso de la CDE para cubrir parte de los costos adicionales de las empresas de distribución generados por exposición involuntaria al mercado *spot*, permitiendo al Ministerio de Hacienda anticipar los aportes a la CDE.

En junio de 2014, la ANEEL publicó propuestas para cambiar la metodología para el cuarto ciclo tarifario, incluyendo modificaciones al WACC (reducción propuesta de la tasa real antes de impuestos del 11,4% al 10,9%), la base de activos sujetos a regulación, el factor X y los costos de operación. Tras evaluar las opiniones de los distribuidores expresadas en la Audiencia Pública 023, la ANEEL decidió revisar el WACC propuesto del 12,3%. Como resultado de lo anterior, el WACC aumentó de 11,4% a 12,3% (tasa real antes de impuestos). La nueva tasa fue publicada en la Resolución Normativa Nº 648 el día 2 de marzo 2015, con efecto retroactivo al 5 de febrero de 2015. La metodología para el cuarto ciclo tarifario se aplicó a la totalidad de los distribuidores en sus revisiones ordinarias de tarifas. En marzo de 2018, la ANEEL decidió mantener el WACC del 12,3% hasta el año 2019.

Ingresos por banderas tarifarias

Desde enero de 2015, la ANEEL ha aplicado un cargo mensual adicional a las tarifas de los clientes cada vez que el costo marginal del sistema es mayor que el costo marginal establecido. El objetivo del regulador es proporcionar a los consumidores el costo real de la generación, considerando la tasa tarifaria adicional anticipada al distribuidor, como se describe en la tabla siguiente, que de lo contrario tendría en la próxima revisión anual de ajuste tarifario.

Este mecanismo se compone de tres niveles principales codificados por color verde, amarillo o rojo. Desde su creación, los rangos de los costos y las tarifas adicionales han ido cambiando según nuevas expectativas del costo marginal de generación. El 14 de febrero de 2017, la ANEEL publicó su última modificación en la Resolución Normativa Nº 760, alterando el valor de las tarifas adicionales. El 24 de agosto, la ANEEL realizó una audiencia pública para revisar estos valores, que entraron en vigencia el 1º de noviembre de 2017.

	Descripción	Tasa tarifaria adicional (R$/MWh)
Verde	Condiciones de generación favorables	Sin adicional
Amarillo	Condiciones de generación menos favorables	+0,0010
Rojo nivel 1	Condiciones de generación costosas	+0,0030
Rojo nivel 2	Condiciones de generación de más alto costo	+0,0050

Asimismo, el 12 de septiembre de 2016, la ANEEL aprobó la Resolución Nº 733, que establece la aplicación de una tarifa horaria a los clientes de baja tensión y define dónde podrían monitorear el valor de la energía durante el consumo. Esta nueva tarifa es la llamada "tarifa blanca" y entró en vigencia en enero de 2018.

Cuenta de desarrollo energético (CDE)

En septiembre de 2015, tras un dictamen judicial que suspendió el pago de los cargos de la CDE de los socios de Abrace Association, la ANEEL asignó los aportes perdidos a otros clientes, a través de un ajuste de la tarifa de distribución.

La ANEEL redujo el presupuesto 2016 en un 36% debido a la mayor eficiencia que permitió la reducción de los cargos a los clientes destinados a financiar el costo de la energía en localidades aisladas.

Entre el 1º de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, los cargos anuales de la CDE se reducirán gradualmente hasta que estén completamente pagados. Desde el 1º de enero de 2030, el costo anual por MWh se prorrateará según el nivel de la tensión conectada del cliente.

Prórroga de los contratos de concesión de distribución

Desde septiembre de 2012, las concesiones de distribución otorgadas con arreglo a la Nº Ley 9.074/1995 pueden ser prorrogadas por el gobierno brasileño por una sola vez, por un período de hasta 30 años, con el fin de garantizar continuidad, un servicio eficiente, precios factibles y rentabilidad para los distribuidores.

El 20 de octubre de 2015, la ANEEL aprobó el proyecto para complementar el Contrato de Concesión y recomendó al Ministerio de Minas y Energía la prórroga de las concesiones. El 28 de diciembre de 2015, el Gobierno prorrogó el plazo para la ejecución de esas prórrogas debido a su complejidad.

El 14 de marzo de 2017, Enel Distribución Río S.A. suscribió un Nuevo Contrato de Concesión (la sexta modificación), que define nuevas normas y procedimientos tarifarios, conforme al Decreto Nº 2.194/2016.

Estas nuevas normas se aplicaron para determinar los ajustes del año 2017, incluidos, entre otras modificaciones, el uso del índice IPCA en lugar del índice general de precios de mercado (IGP-M), transfiriendo los ingresos no recuperables del Paquete B al Paquete A y también nuevos índices de pérdidas. En consecuencia, la ANEEL aprobó un ajuste promedio de -6,51% para Enel Distribución Río S.A. En lo que respecta a los clientes de baja tensión, mayoritariamente clientes residenciales, el ajuste promedio fue de -6,24%. El ajuste promedio aplicable a los clientes de media a alta tensión fue de -7,12%.

El 13 de febrero de 2017, la ANEEL dictó la Resolución Nº 758/2017, que establece las condiciones requeridas para traspasar instalaciones con una tensión inferior a 230 kV (red básica) (denominadas DIT) pertenecientes a empresas de transmisión de electricidad a concesionarios de distribución.

Enel Distribución Río S.A. recibirá DIT en su primera revisión ordinaria de tarifas, que tendrá lugar después del 1º de enero de 2019. Enel Distribución Ceará S.A. no recibirá ninguna DIT.

Distribución de energía generada

El 24 de noviembre de 2015, la ANEEL, en una audiencia pública, aprobó el Reglamento de Distribución de Energía Generada, a través de un mecanismo de compensación de energía. Los sistemas de generación de energía pueden tener capacidades de hasta 3 MW cuando se trata de sistemas hidroeléctricos y de hasta 5 MW si se trata de otras fuentes.

La ANEEL ha estado simplificando estos procedimientos para facilitar la conexión de micro y mini generadoras dentro de la red de distribución. A contar de enero de 2017, las solicitudes de conexión pueden presentarse en línea.

Regulación de la transmisión

En Brasil, las líneas de transmisión son usualmente muy largas, puesto que la mayoría de las centrales hidroeléctricas se hallan muy distantes de los grandes centros de consumo de energía. Hoy en día, el sistema nacional está casi totalmente interconectado. Sólo los estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia y una parte del estado de Pará no tienen todavía acceso al sistema interconectado eléctrico. En dichos estados, el suministro es realizado por pequeñas centrales termoeléctricas o hidroeléctricas localizadas cerca de sus respectivas ciudades capitales, pero el gobierno brasileño está gradualmente conectando estas áreas.

El sistema interconectado eléctrico permite el intercambio de electricidad entre las distintas regiones cuando una región enfrenta problemas de generación hidroeléctrica por causa de una caída en los niveles de sus embalses. Como las épocas de lluvia son distintas en el sur, sudeste, norte y noreste de Brasil, las líneas de transmisión de alto voltaje (500 kV o 750 kV) hacen posible abastecer a las localidades que presentan una producción insuficiente de energía desde los centros de generación que están situados en zonas con condiciones más favorables.

Cualquier agente del mercado de energía eléctrica que produce o consume energía tiene el derecho de usar la red básica. Los consumidores no regulados tienen también este derecho, siempre que cumplan con ciertos requisitos técnicos y legales. Esto se llama "acceso abierto" y está garantizado por la ley y por la ANEEL.

La operación y gestión de la red básica es responsabilidad del ONS, el que también tiene la responsabilidad de gestionar la energía despachada desde las centrales en condiciones optimizadas, lo que involucra el uso de los embalses de las generadoras hidroeléctricas y los combustibles de las centrales termoeléctricas que integran el sistema interconectado.

Los ingresos por transmisión corresponden a una tarifa fija que no depende de la cantidad de electricidad transmitida. Al igual que las empresas de distribución, las empresas de transmisión tienen tres revisiones tarifarias: (i) una revisión ordinaria de tarifas cada cuatro años; (ii) un ajuste anual de tarifas debido a la inflación y a los ingresos anuales permitidos (un monto fijo pagado por consumidores y empresas generadoras); y (iii) revisiones extraordinarias de tarifas.

La Ley Nº 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, modificó los descuentos aplicables a las tarifas por la utilización de los sistemas de transmisión y distribución, incluidos la cantidad de generación y el destino final de la energía en el caso de autoproducción. Al introducir estas modificaciones a dicha ley, la ANEEL realizó la audiencia pública Nº 38/2016 que modificó la Resolución Nº 77/2004, de acuerdo con las exigencias establecidas para ajustar estos parámetros.

Regulación ambiental

La Constitución brasileña faculta tanto al gobierno federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medio ambiente y los reglamentos de dichas leyes. Si bien el gobierno brasileño tiene la facultad de promulgar reglamentos ambientales, los gobiernos estatales son usualmente más estrictos. En Brasil, la mayoría de los reglamentos ambientales se dictan a nivel de gobierno estatal y local, más que al nivel de gobierno federal.

Las centrales hidroeléctricas deben obtener tanto concesiones por los derechos de agua como aprobaciones ambientales. Las empresas de generación termoeléctrica, de transmisión y de distribución deben obtener una aprobación ambiental de parte de las autoridades reguladoras ambientales.

Marco regulador de la industria eléctrica en Colombia

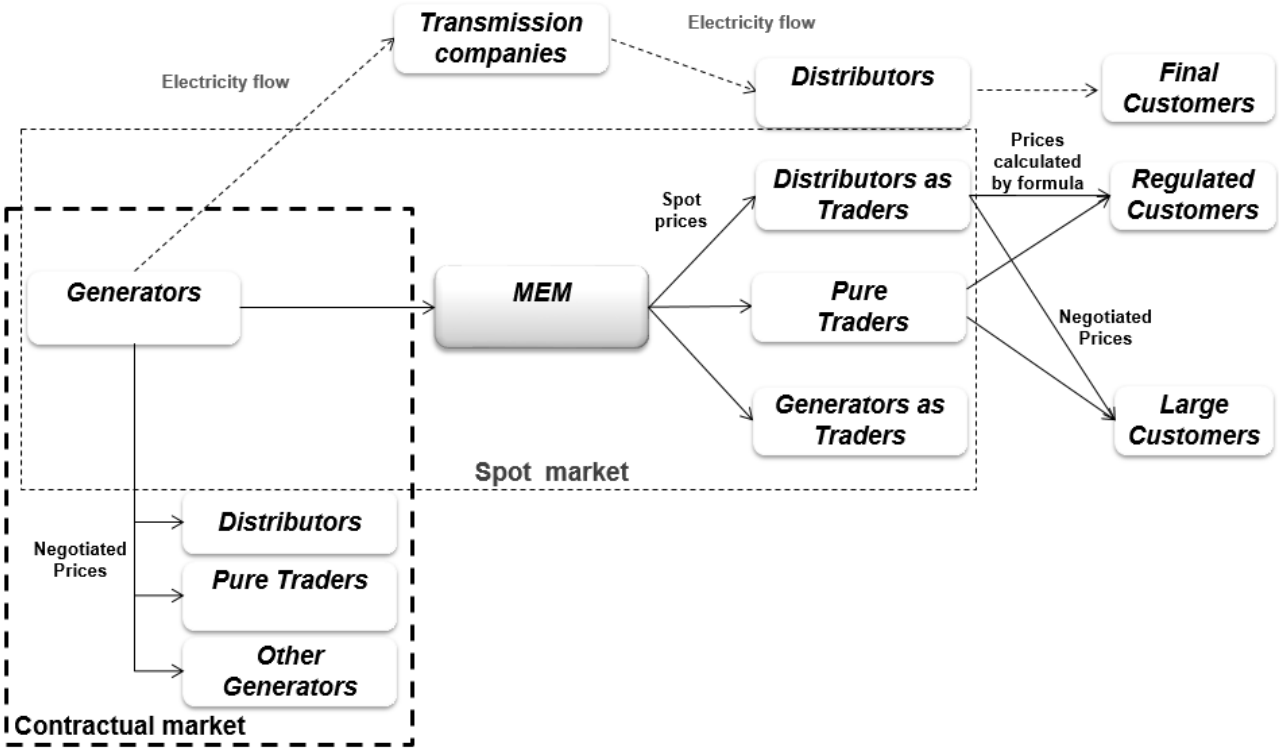
Sinopsis y estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Mayorista de Colombia (MEM colombiano) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera conforme a principios de acceso abierto. El gobierno colombiano participa en este mercado a través de una estructura institucional que es responsable de establecer las políticas y regulaciones, así como de ejercer los poderes de fiscalización y control con respecto a los participantes del mercado. Para su operación efectiva, el MEM colombiano depende de una agencia central, conocida como XM (una subsidiaria de la empresa estatal de distribución colombiana ISA), que se encarga del despacho central del mercado a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y de la gestión del sistema de intercambio comercial a través del Administrador del Sistema de

Intercambio Comercial. El SIN colombiano está integrados por las centrales de generación, la red de interconexión, las líneas regionales de transmisión, las líneas de distribución y los clientes finales.

En el MEM colombiano hay dos categorías de agentes, generadores y operadores, habilitados para comprar y vender electricidad, así como productos relacionados. Todo el suministro eléctrico ofrecido por las empresas de generación conectadas al SIN colombiano y todos los requerimientos de electricidad de los clientes finales, cuya demanda está representada por las empresas comercializadoras, se transan en el MEM colombiano.

El siguiente diagrama muestra las relaciones entre los distintos participantes del MEM colombiano:



La actividad de generación consiste en la producción de electricidad a través de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y todas las demás centrales de generación conectadas al SIN colombiano. El sector de generación está organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producción en el mercado *spot* o a través de contratos privados con grandes clientes, otros generadores y comercializadores. Las empresas de generación deben participar en el MEM colombiano con todas sus centrales de generación o unidades conectadas al SIN colombiano con capacidad de al menos 20 MW. Las empresas de generación declaran su energía disponible y el precio al que están dispuestas a venderla. Esta electricidad es despachada centralmente por el Centro Nacional de Despacho (CND).

La comercialización consiste en la intermediación entre los participantes del mercado que proveen generación de electricidad y servicios de transmisión y distribución y los clientes de estos servicios, ya sea que esa actividad se lleva a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

Las transacciones de electricidad en el MEM colombiano se realizan en las siguientes tres modalidades:

1. Mercado *spot* de energía: mercado diario de corto plazo;
2. Contratos bilaterales: mercado de largo plazo; y
3. "Energía Firme".

La Energía Firme se refiere al máximo de energía eléctrica que una planta generadora es capaz de entregar de manera continua durante un año, en malas condiciones hidrológicas. La empresa generadora que adquiere una Obligación de Energía Firme (OEF) recibirá una remuneración fija durante el período comprometido, como se explica en la acápite "— Incentivos y sanciones", más adelante.

La transmisión opera en condiciones de monopolio, con un ingreso anual fijo garantizado que se determina en función del valor de reemplazo a nuevo de las redes y equipos, y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Este valor es distribuido entre los comercializadores del Sistema Nacional de Transmisión en proporción a sus respectivas demandas de energía.

La distribución se define como la operación de las redes locales por debajo de 220 kV. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución, por la cual el cliente paga un cargo de conexión.

Existe un sistema interconectado, el SIN colombiano, y varios sistemas regionales más pequeños y aislados que suministran electricidad a zonas específicas. Según la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, el 98% de la población colombiana recibió electricidad a través de la red pública el año 2017.

Principales autoridades reguladoras

El Ministerio de Minas y Energía colombiano (MME colombiano) es el encargado de formular las políticas del sector eléctrico, las que están orientadas a dar un mejor uso a los recursos mineros y energéticos disponibles en Colombia y, a su vez, contribuyen al desarrollo económico y social del país.

La Unidad de Planeación Minero Energética es la encargada de planificar la expansión de la generación y de las redes de transmisión.

El Consejo Nacional de Políticas Económicas y Sociales (CONPES) colombiano es la máxima autoridad de planificación nacional y trabaja como un ente asesor del gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social de Colombia. Coordina y dirige a las entidades responsables de la orientación económica y social a través del estudio y aprobación de documentos relacionados con el desarrollo de políticas.

El Departamento Nacional de Planeación colombiano desempeña las funciones de Secretariado Ejecutivo del CONPES y es, por lo tanto, responsable de la coordinación y presentación de la documentación para su discusión en las reuniones.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) implementa los principios de la industria establecidos en la Ley Eléctrica colombiana. Esta comisión esta constituida por ocho expertos designados por el Presidente colombiano, el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y el director del Departamento de Planeación Nacional colombiano, o sus representantes. Esos principos son:

- eficiencia (la correcta asignación y uso de los recursos, y el abastecimiento de electricidad al costo mínimo);
- calidad (cumplimiento con las exigencias técnicas);
- continuidad (abastecimiento continuo de la electricidad, sin interrupciones injustificadas);
- adaptabilidad (la incorporación de moderna tecnología y sistemas de administración para promover la calidad y la eficiencia);
- neutralidad (tratamiento imparcial a todos los clientes de la electricidad);
- solidaridad (la provisión de fondos por parte de los clientes de altos ingresos para subsidiar el consumo de subsistencia de clientes de bajos ingresos); y
- equidad (suministro de electricidad adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país).

La CREG está facultada para publicar la reglamentación que rige las operaciones técnicas y comerciales, y para establecer cargos por las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son:

(i) establecer las condiciones para una desregulación gradual del sector eléctrico en pos de un mercado abierto y competitivo;

(ii) aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y para los clientes regulados;

(iii) establecer la metodología para el cálculo de las tarifas máximas para el abastecimiento del mercado regulado;

(iv) dictar normas para la planificación y coordinación de las operaciones del SIN colombiano;

(v) establecer las exigencias técnicas de calidad, continuidad y seguridad del suministro; y

(vi) proteger los derechos de los clientes.

El Consejo Nacional de Operación es el encargado de establecer las normas técnicas tendientes a facilitar la integración y la operación eficiente del SIN colombiano. Es un ente consultivo integrado por el director del CND y representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución.

El Comité Asesor de la Comercialización es un ente consultor que presta asistencia a la CREG en los aspectos comerciales del MEM colombiano.

La Superintendencia de Industria y Comercio colombiana asesora al gobierno nacional y participa en la formulación de políticas para promover la competencia, proteger a los consumidores y proteger la propiedad industrial, entre otras materias. También investiga, corrige y sanciona prácticas de competencia comercial restrictivas, tales como comportamientos monopólicos, y supervisa las fusiones de empresas que operan en la misma actividad productiva con el objeto de prevenir una excesiva concentración o monopolios en ciertas industrias.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios colombiana es la encargada de fiscalizar a todas las empresas de servicios de utilidad pública. La Superintendencia monitorea la eficiencia de todas dichas empresas y la calidad de sus servicios. La Superintendencia puede también asumir el control de empresas de servicios de utilidad pública cuando la disponibilidad de dichos servicios o la viabilidad de dichas empresas está en riesgo. Otras funciones incluyen: hacer cumplir los reglamentos, imponer sanciones y, en general, fiscalizar el desempeño financiero y administrativo de las empresas de servicios de utilidad pública; dictar normas y reglas de contabilidad para las empresas de servicios de utilidad pública; y, en general, organizar las redes de información y bases de datos pertenecientes a las empresas de servicios de utilidad pública.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) colombiano es el encargado de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables. Es también responsable de liderar y regular la planificación medioambiental, así como de desarrollar políticas y reglamentación. Su objetivo es recuperar, conservar, proteger y promover el uso sostenible de los recursos naturales renovables y del medio ambiente de la Nación, y asegurar el desarrollo sostenible, sin perjuicio de las atribuciones asignadas a otros sectores.

El MADS, junto con el Presidente colombiano, procura desarrollar políticas nacionales sobre el medio ambiente y los recursos naturales renovables, para asegurar el derecho de los colombianos a un medio ambiente saludable en el que el patrimonio natural y la soberanía nacional estén protegidos.

La Ley Eléctrica

Generalidades

En el año 1994, el Congreso colombiano aprobó la Ley 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley 143 (Ley Eléctrica), que forman el marco legal básico que rige actualmente el sector eléctrico en Colombia. Las reformas más significativas incluyeron la apertura de la industria eléctrica a la participación del sector privado, la segregación funcional del sector eléctrico en cuatro actividades distintas (generación, transmisión, distribución y comercialización), la creación de un mercado mayorista de electricidad abierto y competitivo, la regulación de las actividades de transmisión y distribución como monopolios regulados, y la adopción de principios de acceso universal aplicables a las redes de transmisión y distribución.

La Ley Eléctrica colombiana regula la generación, comercialización, transmisión y distribución de la electricidad (en su conjunto, las Actividades). De acuerdo con esta ley, cualquier empresa existente antes de 1994, sea ésta nacional o extranjera, puede desarrollar cualquiera de las Actividades. Las empresas creadas después de esa fecha pueden dedicarse exclusivamente a una sola de dichas Actividades. La comercialización, sin embargo, puede combinarse ya sea con generación o con distribución.

En el año 2014, el gobierno colombiano publicó la Ley de Energías Renovables 1.715 de 2014, que promueve el desarrollo de las energías renovables y de proyectos de eficiencia energética. La ley propone reducciones tributarias para proyectos que utilizan energías renovables. También establece el desarrollo de un fondo nacional que promueve la investigación en temas relacionados y define la metodología para la autogeneración a gran y pequeña escala.

Límites y restricciones

La participación de mercado para los generadores y comercializadores está limitada. El límite para las empresas generadoras es el 25% de la Energía Firme del sistema colombiano. La principal medición de participación de mercado usada por la CREG para regular el mercado de generación es el porcentaje de Energía Firme que tiene un participante del mercado.

Además, si la participación de una empresa de generación está en el rango del 25% al 30% del total de la Energía Firme de Colombia y el índice de mercado de Herfindahl-Hirschman, una medida de concentración de mercado, es a lo menos de 1.800, tal empresa queda sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Si la participación de una empresa de generación eléctrica supera el 30% de la Energía Firme de Colombia, esa empresa podría tener que vender la porción de su participación que excede el límite del 25%.

Del mismo modo, un comercializador no puede concentrar más del 25% de la actividad comercial en el SIN colombiano. Las limitaciones impuestas a los comercializadores toman en cuenta las ventas internacionales de energía. La participación de mercado se calcula sobre una base mensual según la demanda comercial del comercializador, y los comercializadores tienen hasta seis meses para reducir su participación de mercado cuando ésta supera el límite.

Tales límites se aplican a los grupos económicos, incluyendo a las empresas que son controladas por otra compañía o que están bajo el control común de otra compañía. Adicionalmente, las empresas generadoras no pueden tener más del 25% de participación en la propiedad de una empresa distribuidora y viceversa. Sin embargo, esta limitación sólo se aplica a empresas individuales y no impide la propiedad cruzada de empresas dentro del mismo grupo societario.

Una empresa de distribución puede tener sobre el 25% del patrimonio de una empresa integrada si la participación de mercado de esta última es inferior al 2% del negocio de generación nacional. Una empresa creada antes de la promulgación de la Ley 143 tiene prohibido fusionarse con otra empresa creada después de que la Ley 143 entrara en vigencia.

Una empresa generadora, distribuidora o comercializadora o una empresa integrada (es decir, una empresa que combina actividades de generación, transmisión y distribución) no puede tener más del 15% del capital accionario de una empresa de transmisión si ésta última representa más del 2% del negocio nacional de transmisión en términos de ingresos.

Regulación de las empresas de generación

Concesiones

De acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994, las actividades económicas relacionadas con la provisión del servicio de electricidad se rigen por los principios constitucionales de actividad económica de libre mercado, iniciativa privada de libre mercado, libertad de ingreso al mercado y salida de él, libertad de comercio, competencia de libre mercado y propiedad privada, con regulación, inspección, fiscalización y control por parte del Estado.

De acuerdo con la Ley 143, estos principios constitucionales de libertad constituyen la norma general en la industria eléctrica, mientras que la concesión es la excepción. Distintos agentes económicos —públicos, privados o mixtos— pueden participar en las actividades del sector, gozando de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de competencia de libre mercado. Para operar o iniciar proyectos, los agentes deben obtener de las autoridades competentes los permisos necesarios en lo que concierne al medio ambiente, sanidad y derechos de agua, así como otros permisos y licencias municipales. Todos los agentes económicos pueden construir centrales de generación y sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión e interconexión.

El gobierno colombiano tiene legalmente prohibido participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación. Como norma general, tales proyectos deben ser desarrollado por el sector privado. El gobierno colombiano sólo está facultado para suscribir por sí contratos de concesión relacionados con la generación cuando no existen agentes preparados para asumir estas actividades en condiciones comparables.

Despacho y precios

La compra y la venta de electricidad pueden realizarse entre generadores, distribuidores que actúen en calidad de comercializadores, comercializadores (que no generen o distribuyan electricidad) y clientes no regulados. No hay restricciones para el ingreso de nuevos operadores al mercado, siempre y cuando los participantes cumplan con las leyes y reglamentos aplicables.

El MEM colombiano facilita la venta de energía excedente que no haya sido comprometida por contrato. En el mercado mayorista se establece un precio *spot*, que se calcula cada hora para todas las unidades despachadas sobre la base del precio ofrecido por la unidad de energía despachada de mayor precio para ese período. El CND recibe cada día ofertas de precios de todos los generadores participantes en el MEM colombiano. Estas ofertas indican los precios y la capacidad disponible para cada hora del día siguiente. Con esta información, el CND, guiado por el principio de "despacho óptimo" (que supone una capacidad infinita de transmisión en la red), jerarquiza el despacho optimizado durante el período de 24 horas, considerando las condiciones iniciales de operación y determinando qué generadores serán despachados al día siguiente para satisfacer la demanda esperada. El precio para todos los generadores se fija como el precio del generador más caro despachado en cada período horario en condiciones de despacho óptimo. El sistema de

jerarquización de precios intenta asegurar que la demanda nacional, incrementada por el total de la energía exportada a otros países, será satisfecha con la combinación de menor costo de las unidades generadoras disponibles en el país.

Además, el CND planifica el despacho, el que considera las limitaciones de la red, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día, de manera segura, confiable y costo eficiente. Las diferencias de costo entre el "despacho planificado" y el "despacho óptimo" son llamadas "costos de restricción". El valor neto de esos costos de restricción es asignado proporcionalmente a todos los comercializadores que operan dentro del SIN colombiano, de acuerdo con su energía demandada, y estos costos son traspasados a los clientes finales. Algunos generadores han entablado demandas legales contra el gobierno argumentando que los precios reconocidos no cubren plenamente los costos asociados con estas restricciones, porque las normativas vigentes no toman en cuenta todos los costos incurridos en una generación segura y confiable. Sin embargo, la CREG estima que la Resolución 036 de 2010 modificó la remuneración de las centrales hidroeléctricas asignando el costo de oportunidad al precio *spot*, lo que compensaría estos costos.

Durante los años 2012 y 2013 se estuvo evaluando el "Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento en el MEM como parte del reglamento operativo". El año 2014, la CREG publicó la Resolución 026 de 2014, que promulgó el Estatuto que define las reglas de operación en condiciones de suministro crítico.

Ventas de empresas de generación a clientes no regulados

En el mercado no regulado, las empresas generadoras y los clientes no regulados suscriben contratos en los que se acuerdan libremente los términos y precios. Generalmente, estos contratos establecen que el cliente paga la energía que consume cada mes, sin un mínimo ni un máximo. Los precios se fijan en pesos colombianos, indexados mensualmente al IPP (Índice de Precios del Productor) colombiano. De acuerdo con la resolución CREG 131 de 1998, para ser considerados "no regulados", los clientes deben tener una demanda de energía promedio semestral de a lo menos 0,1 MW, o un consumo mínimo de energía de 55 MWh mensuales promedio en los seis meses anteriores.

Ventas de empresas de distribución a clientes regulados

El mercado regulado es atendido por comercializadores o por distribuidores que actúan como comercializadores, quienes facturan todos los costos del servicio de acuerdo con los precios regulados por la CREG. El sistema permite a las empresas distribuidoras traspasar a las tarifas de los clientes el precio promedio de compra de todas las transacciones del mercado que afectan el mercado regulado, mitigando con ello la volatilidad del precio *spot* y proporcionado al mercado una señal de eficiencia. Además, la CREG estableció una fórmula para el costo total del servicio, que traspasa al mercado regulado los costos de transmisión, distribución y comercialización, y los costos de las pérdidas físicas.

Ventas de empresas de generación a comercializadores destinadas al mercado regulado

A los comercializadores que operan en el mercado regulado se les exige comprar energía a través de procedimientos que aseguren una competencia de libre mercado. Para evaluar las ofertas, el comprador considera factores de precio, así como también otras condiciones técnicas y objetivos comerciales que se definen antes del proceso de contratación. Estos contratos pueden ser suscritos con distintos términos, tales como pagos por las cantidades contratadas, por las cantidades demandadas con o sin límites, o por las cantidades efectivamente consumidas, etc. Los precios están denominados en pesos colombianos indexados mensualmente al IPC colombiano.

Ventas a otras empresas de generación

Las empresas de generación pueden vender su energía a otras generadoras, con condiciones y precios negociados libremente.

Cargos reglamentarios

Contribución del sector generación conforme a la Ley 99 de 1993*:* Las empresas generadoras están obligadas a hacer pagos mensuales sobre la base de su generación a las corporaciones regionales autónomas para la protección del medio ambiente en las áreas donde están emplazadas las centrales, como también a los municipios donde están situadas las centrales de generación. Para obterner mayor información, véase el acápite "— Regulación medioambiental", a continuación.

Contribución del sector generación al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas*:* La Ley 633 de 2000 (de Reforma Tributaria) establece que los agentes generadores deben hacer una contribución de un peso colombiano por cada kilowatt hora despachado a la Bolsa de Energía Mayorista, contribución que será destinada al Fondo de Apoyo Financiero para la

energización de las zonas no interconectadas. Esta obligación fue prorrogada hasta el año 2021 tanto por la Ley 1.715, en mayo de 2014, como por el Decreto Nº 142 de enero de 2015.

Incentivos y sanciones

Las empresas generadoras conectadas al SIN colombiano pueden también recibir "pagos por confiabilidad", que son el resultado de la Obligación de Energía Firme (OEF) que ellos proveen al sistema. La OEF constituye un compromiso por parte de las empresas generadoras, respaldado por sus recursos físicos capaces de producir energía firme en períodos de escasez. Una generadora que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el período de compromiso, independientemente de que el cumplimiento de su obigación sea exigido o no. Para recibir el pago por confiabilidad, las empresas generadoras tienen que participar en subastas de energía firme, declarando y certificando esa energía firme. Durante un período de transición que finalizó en noviembre de 2012, el suministro de energía firme para fines de confiabilidad fue asignado en proporción a la energía firme declarada por cada empresa generadora. Después del período de transición, sólo la energía firme adicional requerida por el sistema se asigna a través de subastas. Las subastas de asignación de OEF están orientadas a proyectos de generación con períodos de construcción inferiores a 4 años y a proyectos con largos períodos de construcción (GPPS). Además, la CREG puede llevar a cabo subastas de reconfiguración de las OEF orientadas a ajustar diferencias entre las OEF asignadas y la demanda esperada. Cuando la demanda es superior o inferior a lo esperado, la CREG puede organizar subastas en las cuales puede adquirir más energía firme o, por el contrario, los agentes que han adquirido OEF en exceso pueden vender sus compromisos.

Durante el año 2011, la CREG publicó resoluciones para la asignación de OEF a proyectos de generación con períodos de construcción inferiores a 4 años respecto de los períodos diciembre de 2014 a noviembre de 2015 y diciembre de 2015 a noviembre de 2016. Para el primero de estos períodos, la OEF fue asignada, a prorrata, a las empresas generadoras existentes, mientras que para el segundo período la CREG realizó el 27 de diciembre de 2011 una subasta para suministrar la OEF adicional. Desde entonces no ha sido necesario realizar más subastas para suministrar requerimientos adicionales futuros de energía firme.

En la licitación mencionada precedentemente participaron siete empresas con un total de ocho proyectos, de los cuales cinco fueron asignados a un precio de US$ 15,70 por MWh. Los nuevos proyectos son Río Ambeima (hidroeléctrico, de 45 MW), Carlos Lleras Restrepo (hidroeléctrico, de 78 MW), San Miguel (hidroeléctrico, de 42 MW), Gecelca 32 (termoeléctrico, de 250 MW) y Tasajero 2 (termoeléctrico, de 160 MW). Las nuevas asignaciones se hicieron por un período de veinte años a contar del 1º de diciembre de 2015.

Además, el 26 de enero de 2012 concluyó una subasta para proyectos con períodos de construcción largos, que asignó OEF por un período de veinte años a tres proyectos hidroeléctricos y uno termoeléctrico. Dos de las OEF fueron asignadas a centrales nuevas: Termonorte, que tendrá una capacidad de 88 MW hacia el año 2017, y el proyecto de la central hidroeléctrica Porvenir II, que tendrá una capacidad de 352 MW hacia el año 2018. Las otras dos corresponden a incrementos en OEF para centrales que ya estaban en construcción y tenían disponible energía firme tras el proceso de subastas llevado a cabo el año 2008 (las centrales hidroeléctricas Sogamoso y Pescadero-Ituango). El proceso concluyó con precios de asignación bajo el máximo definido (US$ 15,70 por MWh), que estuvieron relacionados con Termonorte (US$ 14,90 por MWh); Porvenir II (US$ 11,70 por MWh); y Sogamoso y Pescadero-Ituango (US$ 15,70 por MWh).

La CREG reguló el sistema de subastas de reconfiguración, aplicando la metodología de cargo por confiabilidad que permitió a los agentes cambiar el inicio de las OEF renunciando a los "pagos por confiabilidad" y pagando una prima. XM publicó los resultados de la reconfiguración de la venta por subasta de OEF y las empresas participantes fueron Termocol, Amoyá y Gecelca.

Durante el año 2012, la CREG también publicó el Documento N° 48 de 2012, relativo a la asignación de OEF para el período comprendido entre diciembre 2016 y noviembre 2017. La CREG indicó que (i) dadas las condiciones del sistema, no era necesaria una subasta para la asignación de OEF; y (ii) el programa de asignaciones se publicará una vez que haya mayor certidumbre con respecto a las fechas de la ejecución del acuerdo de interconexión Colombia – Panamá y los procesos de importación de gas natural. Adicionalmente, en julio de 2012 se realizó una subasta de reconfiguración para el período comprendido entre diciembre 2012 y noviembre de 2013, con el fin de minimizar las diferencias entre la OEF asignada y la demanda esperada para ese período.

La OEF fue asignada a Termocol, que tiene el proyecto de Poliobras (4,5 GWh por día), y a Amoyá, que tiene el proyecto Isagen (0,5 GWh por día). Se convoca a tales subastas cuando las OEF previamente asignadas superan la demanda proyectada para un período determinado. La licitación concluyó con un margen de precio de US$ 0,60 por MWh, que es mayor que el precio de carga de confiabilidad establecido para el período comprendido entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013. Proyectos tales como Ambeima y Porvenir II han perdido sus OEF.

Durante el año 2013, la Resolución CREG 062 de 2013 creó incentivos para que las centrales termoeléctricas respaldaran sus OEF con gas natural importado, a fin de garantizar dichas OEF durante 10 años a contar de diciembre de 2015. La nueva resolución propone

los fundamentos para la remuneración del grupo de centrales termoeléctricas, con el fin de desarrollar el primer terminal de regasificación de Colombia.

El 10 de marzo de 2014, la CREG publicó su Resolución 022 de 2014, que definió un ingreso transitorio regulado, con el fin de motivar a los participantes del sistema a construir un terminal de GNL. Durante el año 2014, los participantes comenzaron a contratar agentes de comercialización e importaciones; no obstante, debido a la demora en la fase de construcción, la CREG ha permitido a las empresas de generación termoeléctrica que cumplan con sus OEF usando combustibles alternativos.

También en el año 2014, la CREG publicó la Circular Nº 088 de 2014, indicando que no se necesitaba otra subasta para el período comprendido entre diciembre de 2016 y noviembre de 2020.

En el año 2015, la CREG presentó la metodología para calcular la energía firme para las centrales eólicas. La nueva resolución permite que los proyectos sin mediciones de viento durante 10 años puedan utilizar datos aproximados para calcular la curva de energía en relación con el viento. Los resultados de la aproximación deben ser certificados por el Consejo Nacional de Operaciones.

También en el año 2015, la CREG declaró a través de su Resolución 177 de 2015 que la energía firme existente era suficiente para suministrar la demanda esperada hasta el año 2019. Por esa razón, asignó OEF a las centrales existentes para los períodos 2016 - 2017, 2017 - 2018 y 2018 -2019.

En el año 2016, la CREG declaró a través de su Resolución 115 de 2016 que no había necesidad de realizar una subasta por el cargo de confiabilidad para suministrar la demanda durante el período 2019 - 2020. Sin embargo, no definió el mecanismo por el cual se distribuiría la OEF entre las centrales.

En el año 2017, la Resolución CREG 140 de 2017 modificó el precio de escasez. En la nueva metodología, el precio de escasez se calcula en función de los costos reales de los combustibles que utilizan las centrales termoeléctricas nacionales. Esta norma mitiga el riesgo que las centrales termoeléctricas enfrentaron durante los eventos de El Niño en el período 2015 - 2016, en el cual el precio de escasez no cubrió la totalidad de sus costos variables.

En lo que respecta a la metodología de asignación de las Obligaciones de Energía Firme, la Resolución CREG 55 de 2017 propuso subastas anuales para las centrales existentes y nuevas, lo que puede afectar la remuneración de las unidades termoeléctricas de alto costo. Sin embargo, las asociaciones gremiales presentaron diversos argumentos en contra de la propuesta, posponiendo su publicación definitiva. Se espera que en el año 2018 se dé a conocer la decisión definitiva sobre esta materia.

También en el año 2017, la CREG presentó un documento que analiza un mercado de contratos anónimos y estandarizados, en el cual se transarán contratos estándar y los precios resultantes de esas transacciones podrán incluirse en las tarifas reguladas aplicables a los clientes finales. Se espera que en el año 2018 se dé a conocer la decisión definitiva sobre esta materia.

Exportaciones e importaciones de electricidad

Las Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones (Decisiones CAN) Nº 536 de 2002, Nº 720 de 2009 y Nº 757 de 2011, suscritas por los países que participan en dicha Comunidad —Colombia, Ecuador, Bolivia y Perú— establecieron el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos que creó un despacho económico coordinado para los países participantes en las interconexiones. Dentro de este marco general, en marzo de 2003 se inauguró el sistema de interconexión entre Colombia y Ecuador. Los dos países adoptaron un régimen transitorio de acuerdo con la Decisión CAN Nº 757 mientras se adoptan las normas comunes que hagan viables las transacciones internacionales.

En el año 2012, la CREG y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá emitieron resoluciones que disponían el fortalecimiento del proceso de licitación de derechos de construcción de la futura línea de interconexión entre Colombia y Panamá. A Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP), de copropiedad de Interconexión Eléctrica de Colombia y la estatal Empresa de Transmisión Eléctrica panameña, se le encargó la construcción del proyecto de interconexión. Sin embargo, el proyecto ha sido suspendió a raíz de dificultades financieras, por cuanto el gobierno de Panamá, citando restricciones presupuestarias, se rehusó a formular un compromiso firme para aportar capital.

Se espera que ICP continúe buscando apoyo financiero para asegurar la viabilidad del proyecto y reducir las incertidumbres entre los participantes. Con el apoyo de Banco Interamericano de Desarrollo, ICP ha contratado un consultor para llevar a cabo un estudio que examine planes alternativos que pudieran traducirse en precios de energía más competitivos y mejores oportunidades de negocios. El gobierno colombiano está también en conversaciones con su contraparte panameña en orden a reiniciar el proceso.

En noviembre de 2012, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia firmaron la Declaración de Santiago. El propósito principal de esta declaración es facilitar las transacciones de electricidad en la región por la vía de armonizar los marcos reguladores de los países miembros, a objeto de conectar las redes eléctricas de los países signatarios del área del Pacífico.

Mercado del gas

El gas natural es importante en el sector eléctrico colombiano, puesto que es un combustible clave para la generación. El mercado del gas natural colombiano opera en condiciones cercanas a las de un monopolio y se compone de un mercado primario, un mercado secundario y un mercado de corto plazo. Los contratos de suministro dependen de un equilibrio entre oferta y demanda durante los siguientes cinco años, el que es calculado por la autoridad reguladora cada año. Si la demanda supera la oferta, se realizan subastas; en el caso contrario, se llevan a cabo negociaciones bilaterales. Los contratos de transporte se transan mediante sistemas de negociación bilateral o a través de subastas.

Este marco regulador es el resultado de una anterior propuesta que pretendía reformar el mercado mayorista del gas natural y asegurar que operara con arreglo a los principios de transparencia y liquidez. El nuevo marco también delinea qué entidades califican para participar en cada mercado, los tipos de transacciones permitidas y la clase de contratos que pueden suscribirse. Más aún, procura crear disposiciones de “fuerza mayor” estandarizadas para esos contratos, de manera de aclarar las responsabilidades de las partes. Las nuevas normas entraron en vigencia en agosto de 2013.

Durante el año 2014, la CREG definió las normas para elegir al Gestor del Mercado, invitó a candidatos para la consiguiente selección del Gestor del Mercado de gas y reguló la creación de instrumentos de fideicomiso a su cargo. En el año 2015 se eligió al Gestor del Mercado y éste empezó a operar. Sus principales funciones son la validación y el monitoreo de la inscripción de los participantes, el suministro de los mercados primario y secundario y el registro de los contratos de transporte, y la implementación de subastas a largo y corto plazo.

Durante el año 2015, la CREG presentó el sistema definitivo para la indexación de los contratos de suministro. Dicho sistema considera dos metodologías: la negociación bilateral y la aplicación de una fórmula regulada. Asimismo, el MME colombiano dictó normas relacionadas con la confiabilidad y seguridad del suministro de gas natural, al modificar la definición de demanda esencial, el orden de prioridad de suministro y los elementos esenciales para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Durante el año 2016, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) publicó la versión final del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, que incluyó los principales proyectos necesarios en el mercado del gas para evitar la escasez y asegurar un abastecimiento de largo plazo para el país. Entre los proyectos más anticipados se cuentan una segunda planta de GNL en la costa del Pacífico y la construcción de un nuevo gasoducto que conectaría la nueva planta con instalaciones existentes.

Como mecanismo para satisfacer la demanda termoeléctrica y mejorar la confiabilidad del suministro nacional de electricidad, la primera planta de GNL, situada en el Caribe, inició sus operaciones comerciales en diciembre de 2016. Esta planta ha abastecido gas para satisfacer al menos el 25% de la demanda nacional de gas durante los últimos dos años.

Las novedades en el marco regulador del gas natural durante el año 2017 incluyen: i) ajustes al mercado mayorista de gas natural, la creación de nuevos tipos de contrato y las definiciones respectivas de sus términos y condiciones (Resolución CREG 114 de 2017); ii) un reglamento asociado con el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural y mecanismos de selección de inversionistas, tales como convocatorias y procedimientos de "temporada abierta" para seleccionar agentes interesados en participar en los proyectos (Resolución CREG 155 de 2017); iii) un reglamento asociado con la confiabilidad y el abastecimiento de gas natural, específicamente en lo que respecta al desarrollo de la planta de regasificación Pacífico y la conexión de transporte Buenaventura - Yumbo (Resolución CREG 152 de 2017).

Regulación de las empresas de distribución

Los distribuidores (u operadores de redes) son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de las redes eléctricas inferiores a 220 kV. Éstas incluyen sistemas de transmisión regionales y sistemas de distribución locales. Cualquier cliente tiene acceso a la red de distribución pagando un cargo de conexión. Dentro de este régimen, el distribuidor es responsable de la operación de la red de distribución, incluyendo el transporte y el control de las pérdidas de energía técnicas y no técnicas.

Proceso de fijación de tarifas de distribución

La CREG regula los precios de distribución; éstos permiten a las empresas de distribución recuperar sus costos, incluyendo los costos de operación, mantenimiento y capital, en condiciones operativas eficientes. Los cargos de distribución son fijados por la CREG

para cada empresa en función del costo de reemplazo de los activos de distribución existentes y el costo del capital, así como los costos operacionales y de mantenimiento que dependen del nivel de tensión.

La metodología empleada para remunerar al segmento de distribución fue definida por la CREG en el año 2008. El WACC fue fijado en 13,9%, antes de impuestos respecto de los activos que operan por sobre los 57,5 kV, y en 13% antes de impuestos respecto de los activos que operan por debajo de ese umbral. La CREG también definió una metodología para el cálculo de los cargos de distribución, creando un sistema de incentivos para los costos de administración, operación y mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía. Durante el año 2009, la CREG definió los cargos de distribución que se aplican actualmente. En el primer trimestre de 2018 dictó una resolución con los nuevos cargos de distribución. Ellos no se aplicarán sino hasta después de realizarse una auditoría a la información presentada por las empresas, que se llevaría a cabo durante el año 2018.

Los cargos de distribución se fijan para períodos de cinco años y se reajustan mensualmente de acuerdo con el PPI; los cargos se definen para cuatro diferentes niveles de tensión, que son aplicados dependiendo del punto de conexión del cliente, de la siguiente manera:

- Nivel 1: menos de 1 kV;
- Nivel 2: a lo menos 1 kV pero inferior a 30 kV;
- Nivel 3: a lo menos 30 kV pero inferior a 57,5 kV; y
- Nivel 4: a lo menos 57.5 kV pero inferior a 220 kV.

El año 2013, la CREG inició una revisión de los cargos de distribución empleando la Resolución 043 de 2013, que contenía una metodología de remuneración propuesta y que más tarde se complementó con la Resolución 079 de 2014, que contenía los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica para el Período Tarifario 2015 - 2019. Estas metodologías propuestas incorporan incentivos para el reemplazo y reposición de activos (remuneración anual por inversiones destinadas al mejoramiento de la eficiencia y calidad, nueva tecnología y control de pérdidas de energía) al incluir la depreciación como parte de la fórmula tarifaria en los planes de inversiones.

En marzo de 2017, se publicaron los comentarios finales sobre la Resolución 019 de 2017, con conceptos importantes relativos a la remuneración de la baja tensión e incentivos por la calidad del servicio.

El 2 de febrero de 2018, la CREG publicó su resolución 015 de 2018, que establece la metodología final de remuneración de la distribución, basada en activos de distribución, calidad del servicio y políticas de medición avanzada, lo que representa una mejora en comparación con la anterior Resolución CREG 019 de 2017. Además, el 5 de febrero de 2018, la CREG publicó su Resolución 016 de 2018, la que determina que la tasa de rentabilidad de la distribución eléctrica en el SIN será del 12,4% antes de impuestos para el año 2018 y de 11,8% antes de impuestos para el período 2019 - 2023.

Incentivos y sanciones

En diciembre de 2011, la CREG estableció un mecanismo de cobertura que exigía que aquellos comercializadores que son clientes finales garantizaran a los distribuidores el pago de las tarifas de los sistemas de transmisión regional y las de los sistemas de distribución local. La CREG estableció que estos tipos de comercializadores tienen que usar uno de los siguientes instrumentos a fin de dar seguridad de pago a los distribuidores: garantías bancarias, boletas de garantía (de bancos locales o internacionales) y prepagos mensuales.

Al mismo tiempo, la CREG estableció una nueva normativa relacionada con las pérdidas no técnicas. Definió que las empresas que ostentan pérdidas más altas que las aprobadas en las normas actuales deben diseñar un plan para reducirlas. La CREG aprobó nuevos criterios para las pérdidas que se incluirán en las tarifas para las empresas que controlan sus pérdidas a un nivel eficiente, y estableció que las pérdidas no técnicas por sobre el nivel de eficiencia deben ser asumidas por los distribuidores.

El negocio de distribución tiene incentivos tarifarios condicionados a la calidad del servicio. Además, los distribuidores deben hacer pagos compensatorios a los clientes cuando no pueden cumplir con el criterio de continuidad de servicio establecido. En el año 2012, la CREG estableció una nueva norma de calidad de servicio para el sistema de transmisión regional. Específicamente, definió compensaciones por la energía no suministrada y por interrupciones del servicio en el sistema de transmisión regional.

También en el año 2012, la CREG definió la norma de calidad de potencia. En general, estableció los estándares mínimos de calidad y diseñó un mecanismo de acuerdo con el cual los clientes pueden presentar sus reclamos a las empresas distribuidoras y recibir compensaciones si la empresa no cumple con los estándares. Este mecanismo introduce nuevas exigencias de medición.

Regulación de la transmisión

Las empresas de transmisión que operan redes de al menos 220 kV conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Ellas deben proporcionar acceso a terceras partes en igualdad de condiciones y están autorizadas para cobrar una tarifa por sus servicios. La tarifa de transmisión incluye un cargo que cubre los costos operacionales de las instalaciones, y un cargo por uso, que se aplica sólo a los comercializadores.

La CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. El ingreso es determinado por el valor de reemplazo a nuevo de la red y los equipos, y por el valor resultante de los procesos de subasta que han adjudicado nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es asignado a los comercializadores que operan en el STN en proporción a su demanda de energía.

En el año 2012, la CREG estableció una nueva norma de calidad de servicio para el STN. Definió incentivos para reducir la energía no suministrada y estableció la exigencia de que las empresas compensen a sus clientes, mediante una rebaja de sus cargos, por las interrupciones de servicio en el STN.

La expansión del STN se realiza según los planes de expansión modelo diseñados por la Unidad de Planeamiento Minero Energético de Colombia y en conformidad con un proceso de licitación abierto a empresas nuevas y existentes, gestionado por el MME según los lineamientos establecidos por la CREG. La construcción, operación y mantenimiento de nuevos proyectos se adjudica a la empresa que ofrece el valor presente más bajo de los futuros flujos de caja necesarios para llevar a cabo el proyecto.

La revisión de los cargos regulados de transmisión se inició en el año 2013 con la publicación de las bases para la metodología de remuneración propuesta en la Resolución CREG 042 de 2013. Dichas bases se complementaron con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica para el Período Tarifario 2015 - 2019 y las resoluciones que se han presentado para revisión conforme a las Resoluciones CREG 178, 023 y 177 de 2016. La Resolución CREG 042 fue definida por el MME y pretende asegurar expansiones oportunas y activos adecuados. Se espera que la nueva metodología de remuneración de la transmisión será publicada el año 2018.

Regulación de la comercialización

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado no regulado pueden contratar libre y directamente su suministro eléctrico con un generador o un distribuidor, actuando en calidad de comercializadores, o de un comercializador puro. Los clientes no regulados, que en el año 2017 representaron alrededor del 31% del mercado, son clientes con una demanda punta superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh.

La comercialización involucra la reventa de electricidad comprada en el mercado mayorista. Puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes que cumplen con ciertos requisitos. En el caso de clientes no regulados, las partes acuerdan libremente los precios de las transacciones.

La comercialización por cuenta de clientes regulados está sujeta a un "régimen de libertad regulada", en el cual las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costos dadas por la CREG y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Dado que la CREG aprueba límites a los costos, los comercializadores en el mercado regulado pueden establecer tarifas inferiores por razones económicas. Las tarifas incluyen, entre otros, los costos de adquisición de la energía, los cargos de transmisión, los cargos de distribución y un margen de comercialización.

La fórmula para el cálculo de tarifas de comercialización más reciente entró en vigencia el año 2015, según lo establecido en la Resolución CREG 180 de 2014. Los cambios principales en esta fórmula fueron el establecimiento de un cargo mensual fijo que cubre los costos operacionales, más un ingreso variable para los comercializadores que cubre el riesgo crediticio, los subsidios al capital de explotación y otros costos de venta. Los costos de venta fueron aprobados individualmente para los comercializadores durante los años 2015 y 2016. En el caso de Codensa, el año 2015, la CREG publicó su Resolución 120 de 2015, que aprueba los costos de venta de Codensa. La nueva tarifa se ha aplicado desde enero de 2016.

En mayo de 2009 se creó la empresa llamada Derivex para incorporar un mercado de derivados de la energía. En octubre de 2010, Derivex inició sus operaciones con la suscripción del primer contrato a plazo de derivados de la electricidad.

En diciembre de 2011, la CREG publicó el Código de Ventas al Detalle, que incluye normas específicas para mejorar las relaciones de los comercializadores con los otros agentes del mercado eléctrico. Establece nuevas regulaciones acerca de la medición de energía, pérdidas no técnicas, la conexión de los comercializadores con el mercado eléctrico mayorista y los riesgos crediticios de los comercializadores, entre otras materias.

En octubre de 2013, la CREG publicó una nueva resolución que define el "patrimonio técnico" (patrimonio que corresponde al patrimonio mínimo que permite que un agente realice operaciones en el mercado mayorista, ya sea como vendedor o como comprador) como mecanismo para calificar las capacidades técnicas de una empresa, con el objeto de proteger al mercado mayorista de empresas inestables. Según la nueva norma, cualquier transacción en el mercado *spot* debe ser más baja que el patrimonio técnico de las empresas involucradas en la transacción.

Tarifas a los clientes finales

El comercializador de energía es responsable de cobrar los costos de la electricidad a los consumidores finales y de transferir los pagos a los agentes de la industria. Las tarifas aplicadas a los usuarios regulados son calculadas con una fórmula establecida por la CREG. Esta fórmula refleja los costos de la industria (generación, transmisión, distribución), dependiendo del nivel de conexión del cliente, pérdidas de comercialización, restricciones, costos administrativos y costos operacionales del mercado. La fórmula de cálculo de precios está actualmente siendo revisada y la Resolución CREG 240B de 2015 establece la base de los estudios para determinar la fórmula del costo por unidad de proveer servicios a clientes regulados. Se espera que la Comisión publique la fórmula durante el año 2018.

Existen diversos factores que afectan el costo final del servicio. Los subsidios y/o contribuciones se aplican según el nivel socioeconómico de cada cliente y, cuando los subsidios superan las contribuciones, el gobierno colombiano compensa esa diferencia. Otro factor que afecta la tarifa final es el área de distribución, por cuanto se establece una tarifa única de distribución para las empresas de distribución en zonas geográficas adyacentes.

Además, para subsidiar el valor de la electricidad para los clientes residenciales más económicamente vulnerables que residen en las áreas rurales menos desarrolladas, el MME estableció el Fondo de Energía Social (FOES). El Decreto N° 011 de 2012 regula el FOES según las disposiciones contenidas en el Artículo 103 de la Ley 1.450 de 2011 (publicada el año 2012). El FOES compensa en 46 pesos colombianos por kWh el valor de la electricidad de los clientes antes mencionados.

La ley 1.873 de 2017 estableció subsidios a la energía y gas para los clientes de bajo ingresos cuyo consumo no supere el 150% del nivel de consumo básico de subsistencia. La CREG está estableciendo los procedimientos y reglamentos detallados asociados con la Ley 1.873.

Energía renovable y eficiencia energética

Desde el año 2001, la eficiencia energética ha sido promovida en Colombia a través de la Ley 697, que ha constituido el marco para los programas de eficiencia, incluyendo el programa de uso racional y eficiente de la energía. En diciembre de 2012, la Unidad de Planeación Minero Energética colombiana publicó la Resolución 0563, que establece el procedimiento para la exención del impuesto sobre las ventas a los programas o actividades relacionados con el consumo de energía reducido y la eficiencia energética.

El 13 de mayo de 2014 se promulgó la Ley 1.715 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Esta nueva ley establece un marco legal general y crea un fondo destinado a promover el desarrollo de las ERNC, la eficiencia energética y programas diseñados para reducir la demanda de electricidad. Uno de sus principales objetivos es la sustitución progresiva de la generación con diésel en las zonas no interconectadas y aisladas, para así reducir los costos de la energía y las emisiones de gases invernadero.

Durante la segunda mitad del 2014, el gobierno trabajó en varios aspectos de la regulación. Como resultado de ello, en diciembre el MME promulgó los Decretos Nº 2.492 y 2.469, que establecen lineamientos para el mecanismo de respuesta a la demanda y la venta de excedentes de energía por parte de autogeneradores.

El año 2015, el MME promulgó el Decreto Nº 2.143, que define el proceso que los agentes deben realizar para poder recibir los beneficios tributarios y arancelarios establecidos en la Ley 1.715. Según dicho decreto, los agentes deben obtener certificados de la UPME y la ANLA, siguiendo los procedimientos y cumpliendo con los requisitos definidos en la Resolución UPME 45 de 2016 y en la Resolución MADS 1.283 de 2016.

El año 2016, el MADS publicó la Resolución 1.283, que establece el procedimiento y los requisitos aplicables a las nuevas inversiones en ERNC y planes de eficiencia energética, para obtener los beneficios tributarios definidos en la Ley 1.715. Asimismo, el MADS publicó su Resolución 1.312 adoptando los Términos de Referencia para la elaboración de las Evaluaciones de Impacto Ambiental exigidas para obtener la respectiva licencia para proyecto eólicos terrestres.

Por otra parte, la CREG publicó el Documento 161, que incluye cuatro sistemas alternativos para implementar mecanismos de largo plazo orientados a predecir los flujos de caja de las ERNC. Recientemente, después de publicar varios borradores, la CREG aprobó la metodología que se empleará para determinar la Energía Firme proveniente de recursos solares y eólicos.

Durante el año 2017, el MME dictó el Decreto Nº 1.543 por el cual se reglamenta el Fondo de Energías Renovables No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), orientado a promover y crear incentivos para el desarrollo de proyectos en estas áreas que serán administrados por un fondo fiduciario. También se publicó un Manual de Operaciones del FENOGE a través de la Resolución MME 41.407. Dicho documento contiene información relativa a fuentes de financiamiento, asignación de recursos, estructura organizacional, y selección de proyectos y metodología de ejecución.

Regulación medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley 99 de 1993, la que también creó el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (en Ministerio del Medio Ambiente colombiano, en ese entonces) como la autoridad encargada de la definición de políticas medioambientales. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible colombiano define los temas de las políticas medioambientales y ejecuta las políticas y los reglamentos orientados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables.

Toda entidad que planifique desarrollar proyectos o actividades relacionados con la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que puedan conllevar un deterioro ambiental debe obtener primero permisos y licencias ambientales, y también establecer planes de gestión ambiental.

Las centrales generadoras que tiene una capacidad instalada total superior a 10 MW deben contribuir a la conservación del medio ambiente. Estos recursos se llaman “transferencias”, que las empresas generadoras entregan a los municipios y a las autoridades ambientales regionales, en conformidad con el Artículo 222 de la Ley 1.450 de 2011, el cual modificó el Artículo 45 de la Ley 99 de 1993. El monto de las transferencias depende de la generación de la central y de una la tarifa que establece la CREG, la cual se actualiza de manera anual.

El año 2008 se promulgó la Resolución 909 para mejorar la calidad del aire y permitir la recuperación de energía de residuos industriales y/o residuos peligrosos en centrales de generación termoeléctrica, mediante el establecimiento de límites permisibles de emisiones producidas por fuentes fijas. El año 2011, el Decreto-ley 3.570 estableció una nueva estructura reguladora para el sector medioambiental, creando el MADS (previamente, las funciones del Ministerio del Ambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda). El año 2012, el MADS colombiano publicó diversas resoluciones. La Resolución 1.571 de 2012 estableció los procedimientos relativos a la Compensación Medioambiental por Pérdida de Biodiversidad, mientras que el Decreto Nº 16.49 de 2012 estableció los reglamentos para la planificación y gestión de cuencas hidrográficas. Adicionalmente, la Resolución 1.526 de 2012 estableció los requisitos procedimentales para la extracción de áreas forestales protegidas por la Ley 2 de 1959.

Debido a los debates nacionales acerca de licencias ambientales, el MADS promulgó el Decreto N° 2.041 de 2014, cuyo objetivo era reducir los plazos necesarios para obtener las licencias requeridas. El año 2016, la Resolución 376 estableció siete actividades adicionales que no requieren de modificaciones en las licencias.

Durante el año 2015, el MADS publicó el Decreto Único Reglamentario N° 1.076 para el sector ambiental, que integra todos los decretos existentes sobre temas ambientales del país. El MADS continúa desarrollando normativas para reducir la contaminación del agua producida por descargas y flujos ecológicos. Actualizó los parámetros y límites de descargas máximas permisibles específicas a aguas superficiales y sistemas de alcantarillado público.

El MADS está impulsando y liderando temas relacionados con el cambio climático. El MADS ha incluido la Medida de Mitigación Apropiada a Nivel Nacional en la cartera de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio. El MADS también pertenece al grupo de negociación que representa a Colombia en la Conferencia de la Partes. El año 2015, la Unidad de Cambio Climático presentó la Contribución Prevista y Determinada Nacionalmente para Colombia y se comprometió con la reducción de sus emisiones de gases invernadero en un 20% al año 2030 y, con sujeción a la prestación de apoyo internacional, Colombia podría aumentar su meta de reducción del 20% al 30% en relación con el Business as Usual (BAU, por sus siglas en inglés) al año 2030. Durante el año 2016, el MADS definió las acciones necesarias para lograr estas metas en distintos sectores y también estableció las responsabilidades organizacionales del Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA), a través del Decreto Nº 298.

Durante el año 2016, el MADS delimitó los ecosistemas de los páramos. El Ministerio ha publicado la delimitación de 18 de estos ecosistemas de todo el país. Los mismos suministran agua a las centrales hidroeléctricas y a la población, como también otros servicios ambientales.

El año 2016, el MADS dictó la Resolución 1.312, que estableció los Términos de Referencia para la Evaluación de Impacto Ambiental para plantas eólicas terrestres.

Durante el año 2017, la reglamentación ambiental se centró en asuntos relativos al otorgamiento de licencias ambientales, incentivos a la conservación, beneficios ambientales asociados con la eficiencia energética, delimitación de los páramos, calidad del aire y cambio climático.

Asimismo, la administración trabajó en herramientas para mitigar las emisiones que amenazan el cumplimiento de nuestros compromisos ambientales establecidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, COP 21, abordando específicamente materias tales como la diversificación de la matriz de generación, estabilidad para inversiones de largo plazo y compatibilidad con el actual plan de expansión.

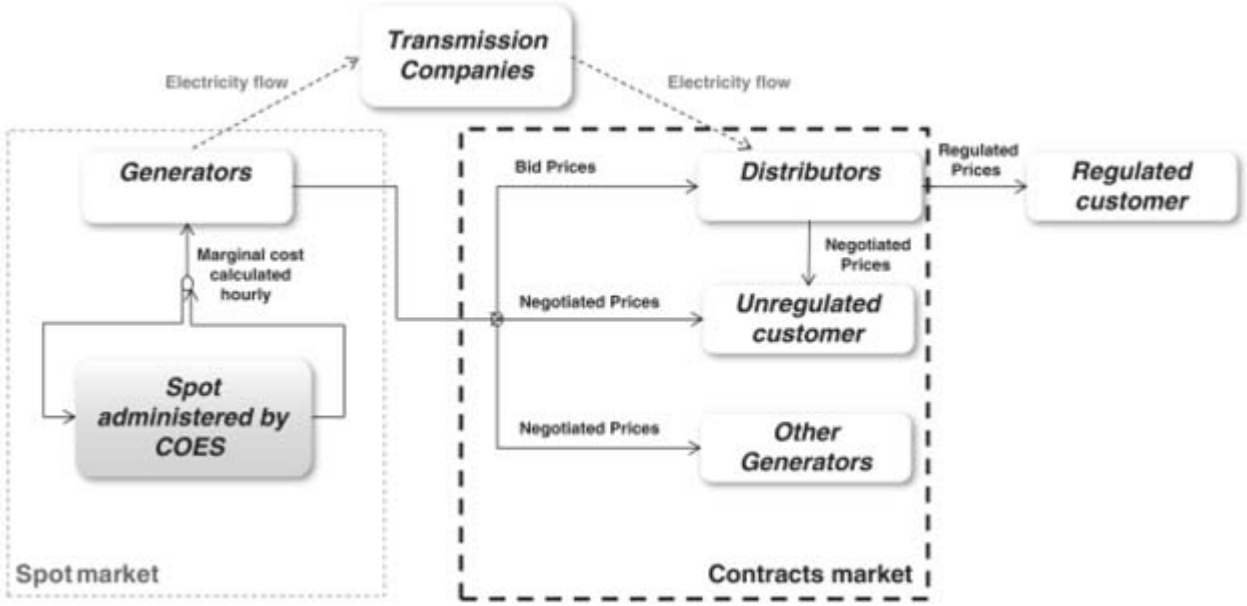
En lo que respecta a medidas relacionadas con el cambio climático, el gobierno reglamentó la exención tributaria al carbono mediante la certificación de balance cero en las emisiones de carbono, según se define en la reforma tributaria.

Marco regulador de la industria eléctrica en Perú

Sinopsis y estructura de la industria

En el mercado eléctrico mayorista (MEM) peruano hay cuatro categorías de agentes locales: empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes. Las empresas generadoras y distribuidoras realizan la comercialización.

El siguiente diagrama muestra las relaciones entre los diversos participantes que operan en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).



El segmento de generación está compuesto por empresas que poseen centrales de generación de electricidad. Este segmento constituye un mercado competitivo, en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción. Los generadores de electricidad, en su calidad de productores de energía, tienen compromisos de venta de potencia y electricidad con sus clientes contractuales. Las empresas generadoras pueden vender su potencia y energía tanto a distribuidores como a clientes no regulados.

La electricidad que reciben los clientes de una empresa generadora no coincide necesariamente con la electricidad producida por dicha empresa generadora, puesto que la producción de las centrales de generación es asignada por el COES, la entidad peruana encargada de coordinar la operación eficiente y el despacho centralizado de las unidades de generación para satisfacer la demanda. El costo de transferencia se minimiza revisando los costos variables de producción de cada central generadora, independientemente de sus

compromisos contractuales. La única excepción a esta regla son las centrales a gas natural. Para efectos de despacho, los precios del gas natural se establecen dos veces en al año. La primera fijación de precios se realiza en el mes de noviembre y establece los precios que se aplicarán de diciembre a mayo del año siguiente. La segunda fijación de precios se realiza en mayo y se aplica desde junio a noviembre del mismo año. En el año 2017 se modificó este mecanismo para agregar un precio mínimo para el gas natural y establecer un período de transición hasta junio de 2018. El mercado de corto plazo (MCP) también es administrado por el COES, y en él se logra un equilibrio económico entre la electricidad producida por una empresa generadora y la electricidad demandada por los clientes de las empresas generadoras. Los participantes autorizados a realizar transacciones en el mercado de corto plazo son: las empresas generadoras, para cumplir sus contratos de suministro; las empresas distribuidoras, para atender a sus clientes no regulados hasta un 10% de la demanda máxima; y los grandes clientes, para abastecer hasta el 10% de su demanda máxima.

La producción de las centrales de generación y el consumo de energía de los clientes se valorizan a un costo marginal horario. Las generadoras que tienen déficits compran energía a las generadoras que tienen excedentes. Este principio relativo a equilibrios en las ventas de energía también se aplica a los cargos por potencia. El precio de la potencia está regulado el Osinergmin, el regulador peruano de la electricidad.

El año 2008, debido a problemas de transporte de gas y transmisión de electricidad, el gobierno dictó el Decreto Nº 049/2008. Este decreto estableció dos modelos relacionados con el cálculo de los precios *spot*. Uno de ellos es un modelo teórico de despacho sin restricciones; el otro, un modelo real de despacho sin restricciones. El precio *spot* se obtiene del modelo teórico de despacho (conocido como costo marginal ideal) y los costos operacionales adicionales que resultan de las restricciones del sistema son traspasados a los clientes de las empresas generadoras afectadas a través de un mecanismo establecido por la autoridad. El régimen de "costo marginal ideal" terminó el 1 de octubre de 2017. En años recientes, el costo marginal ideal ha sido muy similar a los costos reales y no ha tenido un impacto relevante. Las liquidaciones hechas por COES también incluyen pagos y/o recaudaciones por servicios complementarios, tales como la regulación de frecuencia y voltaje. También consideran compensaciones por sobrecostos operacionales, tales como operación a carga mínima y pruebas operacionales aleatorias, entre otros.

El sistema de transmisión está compuesto por líneas de transmisión, subestaciones y equipos para la transmisión de electricidad desde las centrales a los centros de consumo o puntos de distribución. La transmisión en Perú se define como todas las líneas o subestaciones con un voltaje superior a 60 kV. Algunas empresas de generación y de distribución también operan sistemas de subtransmisión a nivel de la transmisión.

La distribución de electricidad es una actividad llevada a cabo en las áreas de concesión otorgadas a las diferentes empresas de distribución. A los clientes con una demanda de potencia inferior a 200 kW se les considera clientes regulados, y su suministro de energía es considerado un servicio público. Los clientes con una demanda de potencia en el rango de 200 - 2.500 kW son libres para elegir si son considerados clientes regulados o no regulados. Una vez que este tipo de cliente opta por una categoría, debe permanecer en ella por al menos tres años. Si el cliente quiere cambiar su categoría de regulado a no regulado, o viceversa, debe dar un aviso con un año de anticipación.

En Perú hay solamente un sistema interconectado, el SEIN, y varios sistemas regionales aislados y pequeños que suministran electricidad a zonas específicas. Según el Osinergmin, al 31 de diciembre de 2016, el 93,3% de la población recibía electricidad a través de la red pública.

Principales autoridades reguladoras

El Ministerio de Energía y Minas peruano (MINEM) define las políticas energéticas aplicables a toda la Nación, regula las materias medioambientales aplicables al sector energía, y supervisa el otorgamiento, fiscalización, vencimiento y revocación de licencias, autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución. El 10 de agosto de 2012, el Decreto Supremo N° 030-2012-EM modificó su acta constitutiva y definió las funciones del MINEM y las de la Dirección de Gestión de Gas Natural.

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada peruana es una entidad pública responsable de atraer inversión privada para obras de utilidad pública y de infraestructura. También asesora a los inversionistas en la definición de sus decisiones de inversión.

El Osinergmin es una entidad reguladora pública y autónoma que fiscaliza y hace cumplir las normativas legales y técnicas relativas a las actividades relacionadas con la electricidad, los hidrocarburos y la minería; fiscaliza y hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión; y es responsable por la preservación del medio ambiente en lo que respecta al desarrollo de estas actividades. La Oficina Reguladora de Tarifas del Osinergmin tiene entre sus atribuciones la de publicar las tarifas reguladas. También controla y fiscaliza los procesos de licitaciones que requieren las empresas de distribución para comprar la energía a las empresas de generación.

El COES coordina las operaciones de corto, mediano y largo plazo a mínimo costo del SEIN, manteniendo la seguridad del sistema y optimizando los recursos energéticos. También planifica el desarrollo de la transmisión en el SEIN y administra el mercado de corto plazo.

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual es responsable de promover la competencia, protegiendo los derechos de los clientes y salvaguardando todas las formas de propiedad intelectual

La Dirección General de Electricidad es el ente regulador técnico responsable de evaluar el sector eléctrico, y propone las normas necesarias para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El Ministerio del Ambiente peruano define las políticas medioambientales aplicables a todo el país y es la cabeza del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, que incluye el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, el Sistema Nacional de Información Ambiental y el Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas del Estado, así como la gestión de los recursos naturales en su área de competencia, tales como la biodiversidad y el cambio climático, entre otros.

La Ley Eléctrica peruana

Generalidades

El marco legal general aplicable a la industria eléctrica en Perú incluye: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25.844/1992) y sus reglamentos complementarios, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley Nº 28.832/2006), la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020/1997), el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (Decreto Supremo N° 049/2005), la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley N° 26.876/1997), y la ley que regula la actividad del Osinergmin (Ley Nº 26.734/1996, junto con la Ley Nº 27.699/2002) y el Decreto Ley N° 1.221/2015, que mejora la regulación de la distribución de la electricidad para promocionar el acceso a la electricidad en Perú.

Algunas de las características del marco regulador son (i) la separación de las tres actividades principales: generación, transmisión y distribución; (ii) precios libremente determinados para el suministro de electricidad en condiciones de mercado competitivas; (iii) un sistema de precios regulados, basado en el principio de eficiencia, junto con un régimen de licitaciones para las ventas de las empresas generadoras a las distribuidoras; y (iv) la operación privada de los sistemas de interconexión eléctrica, basada en los principios de eficiencia y calidad de servicio.

La Ley Nº 29.852/2012 y el Decreto Supremo N° 021-2012-EM crearon el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético. Estas leyes también crearon un sistema de compensación social y un servicio universal para los sectores más económicamente vulnerables de la población, los que son subsidiados mediante sobrecargos incorporados en las facturas de electricidad de los clientes no regulados (equivalentes a un sobrecargo que existe actualmente para los clientes regulados, dispuesto en el Fondo de Compensación Social Eléctrica), sobrecargos al transporte de derivados líquidos de los hidrocarburos y los gasoductos multipropósito de gas natural, y sobrecargos al uso de los gasoductos de gas natural.

Osinergmin y las empresas de distribución son los administradores del Fondo de Inclusión Social Energético, que destina los fondos a (i) masificar el gas natural en los sectores vulnerables; (ii) desarrollar nuevas fuentes de energía, tales como celdas fotovoltaicas, paneles solares, etc.; y (iii) suministrar gas de petróleo líquido a los sectores vulnerables.

La Ley Nº 29.969/2012 se refiere al uso universal del gas natural. Los distribuidores eléctricos de propiedad del Estado están autorizados para desarrollar programas de gas natural, incluyendo la distribución de gas natural en sus áreas de concesión. Ellos también están autorizados para asociarse con empresas especializadas en el desarrollo de proyectos de distribución de gas. El MINEM iniciará un proceso de promoción de las inversiones privadas mediante el otorgamiento de concesiones de distribución de gas a través de la red de gasoductos.

La Ley Nº 29.970/2012 garantiza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país y la participación de empresas estatales en dichos proyectos. Dentro del marco de esta ley, se han declarado las siguientes materias de interés nacional: (i) el afianzamiento de la seguridad energética; (ii) el transporte de etano al sur del país; y (iii) la construcción de gasoductos regionales en Huancavelica, Junín y Ayacucho, y su conexión con los gasoductos existentes. Esta ley crea un mecanismo de subsidio para financiar infraestructura de gas natural (incluyendo su transporte, almacenamiento y respaldo) y generación eléctrica con gas natural.

La Ley Nº 1.221/2015, en vigencia desde 2016, establece las siguientes modificaciones principales:

- En las tarifas de distribución, se definen el VAD y los cálculos de tasa interna de retorno para cada empresa de distribución con más de 50 mil clientes.
- El MINEM define una zona de responsabilidad técnica (ZRT) para cada distribuidor, según sus áreas de operación, con la posibilidad de extender sus áreas de concesión agregando zonas rurales cercanas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado peruano. Las inversiones en la ZRT, que pueden ser realizadas por un distribuidor o por una tercera persona, deben ser aprobadas por el distribuidor. Los costos de inversión y los costos auditados (con un máximo) serán reconocidos a través del VAD.
- El VAD incluye un cargo asociado con la innovación tecnológica y/ o un componente de eficiencia de distribución de energía. El VAD se ajusta para promover mejoras en la calidad del servicio. Este cargo es equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales del distribuidor.
- Los distribuidores tienen la obligación de garantizar su demanda regulada por 24 meses.
- Los distribuidores tienen la obligación de ejecutar las inversiones de electrificación urbana o reembolsar la contribución, si la inversión la lleva a cabo un tercero, cuando la tasa de ocupación se encuentre por sobre el 40%.
- Las concesiones de generación y transmisión que se originan en procesos de licitación están restringidas a un período de 30 años. En el caso de concesiones de generación hidráulica, se necesitará un informe favorable para la cuenca respectiva, emitido por el MINEM.
- Establece condiciones para las fuentes de ERNC y cogeneración que les permitan inyectar los excedentes de energía al sistema de distribución sin afectar la seguridad operativa.

Límites y restricciones

Desde la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, la integración vertical está restringida, y las actividades de generación, transmisión y distribución deben ser desarrolladas por diferentes empresas. La Ley Antimonopolio del Sector Eléctrico regula los casos en los que la integración vertical u horizontal es permitida.

Una autorización antimonopolio es obligatoria para aquellas empresas eléctricas que tienen más de un 5% de participación en una empresa de otro segmento, ya sea preexistente o como resultado de un proceso de fusión o integración. También se requiere una autorización para la integración horizontal de actividades de generación, transmisión y distribución que se traduzca en una participación de mercado de 15% o superior en cualquier segmento de negocios, ya sea preexistente o como resultado de cualquier operación. Tales autorizaciones son otorgadas por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual, basadas en la información de participación de mercado entregada por el Osinergmin.

Regulación de las empresas de generación

Concesiones

Las empresas generadoras que poseen u operan una central generadora con una capacidad instalada superior a 500 kW requieren de una concesión otorgada por el MINEM. Una concesión para la actividad de generación eléctrica es un permiso unilateral otorgado por el MINEM a la generadora. Las autorizaciones son otorgadas por el MINEM por un período de tiempo ilimitado, aunque su revocación está sujeta a las mismas consideraciones y requerimientos que la revocación de una concesión con arreglo a los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y sus reglamentos.

Para obtener una concesión, el solicitante debe primero obtener una concesión temporal de dos años y posteriormente debe solicitar la concesión de largo plazo. Para recibir una autorización, el solicitante debe presentar una petición ante el MINEM. Si la petición es admitida y no se presenta oposición, el MINEM otorga la autorización para desarrollar las actividades de generación por un tiempo ilimitado, con sujeción al cumplimiento de los reglamentos aplicables.

Despacho y determinación de precios

La coordinación de las operaciones de despacho de electricidad, la determinación de los precios *spot*, y el control y administración de las transacciones económicas que se realizan en el SEIN son fiscalizados por el COES. Las empresas generadoras pueden vender su energía directamente a grandes consumidores y comprar el déficit o transferir los excedentes entre la energía contratada y la producción efectiva en el mercado mayorista al precio *spot*. La Resolución N° 080-2012-OS/CD estableció el criterio y la metodología para determinar la operación en tiempo real en condiciones excepcionales, según sean declaradas por el MINEM.

Ventas de empresas de generación a clientes no regulados

Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y con condiciones mutuamente acordadas, las que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser necesario, a las empresas de distribución por el uso de sus redes.

Ventas a empresas de distribución y a ciertos clientes regulados

Las ventas a las distribuidoras pueden regirse por contratos bilaterales a un precio no mayor que el precio regulado, en el caso de clientes regulados (que se calcula como el promedio ponderado de los precios contractuales resultantes de las licitaciones y los precios contractuales no resultantes de licitaciones), o a un precio acordado, en el caso de clientes no regulados. Además del método bilateral permitido por la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley Nº 28.832/2006 ha establecido también la posibilidad de que las empresas distribuidoras puedan satisfacer la demanda de sus clientes suscribiendo contratos después de un proceso de licitación de potencia y energía. El propósito de esta disposición es establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con las empresas distribuidoras.

Ventas de potencia de empresas de generación a otras empresas de generación

El COES determina la potencia firme para cada central sobre una base anual. La potencia firme es la mayor potencia que un generador puede suministrar al sistema en ciertas horas punta, tomando en consideración información estadística y, en el caso de centrales hidroeléctricas, contabilizando el tiempo que deben estar fuera de servicio para propósitos de mantenimiento y en condiciones extremadamente secas.

Una empresa generadora podría tener que comprar o vender potencia en el mercado *spot*, dependiendo de la relación entre la potencia firme y los requerimientos contractuales de la empresa generadora.

Cargos reglamentarios

Además de los impuestos aplicables a todas las industrias (principalmente en la forma del impuesto a la renta e impuesto al valor agregado), los operadores de la industria eléctrica están afectos a una contribución reglamentaria especial que compensa los costos incurridos por el regulador en relación con la regulación, fiscalización y monitoreo de la industria eléctrica. La tasa aplicable a esta contribución es de hasta el 1% de la facturación anual de cada empresa; los fondos recaudados son distribuidos proporcionalmente al MINEM y al Osinergmin.

Las empresas generadoras que poseen centrales hidroeléctricas también pagan un *royalty* por el agua, en base a la energía hidroeléctrica producida y la tarifa regulada de la energía en horas punta.

Licitaciones promovidas por el Estado

Desde el año 2009, el MINEM ha recomendado la construcción de nuevas centrales de generación que sirvan como respaldo para garantizar el flujo de electricidad al sistema y evitar apagones. Como resultado de ello, la Agencia de la Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN) peruana llevó a cabo una licitación pública en agosto de 2010, procurando conseguir inversiones para tres proyectos localizados en la Reserva Fría de Talara, Trujillo e Ilo, que agregarían 800 MW al sistema. La licitación adjudicó dos proyectos: Reserva Fría de Talara (200 MW, a Enel Generación Piura, nuestra filial) e Ilo (400 MW, a Enersur, una empresa no relacionada con nosotros). Estas centrales reciben pagos regulares por estar permanentemente disponibles para operar y suministrar energía al SEIN cuando el COES lo requiera y también les serán reembolsados los costos de combustibles incurridos en la generación de electricidad. La central de generación Trujillo fue posteriormente reemplazada por la central de generación Eten, y fue adjudicada a la Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A. (200 MW).

El 21 de marzo de 2013, PROINVERSIÓN realizó una licitación pública internacional para promover la inversión privada en el proyecto de la Central Hidroeléctrica (central hidroeléctrica Molloco, de 280 MW), ubicada en las montañas de la región de Arequipa. La licitación fue adjudicada a la sociedad conformada por Corsan Corviam, Engevix y Enex.

Los servicios prestados por las empresas de generación, transmisión y distribución deben cumplir con normas técnicas establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Si las empresas no las cumpliesen, el incumplimiento podría conllevar la imposición de multas por parte del Osinergmin.

Los empresas generadoras reciben un pago anual por capacidad cuyo principal componente es la capacidad de carga máxima de la central. Sin embargo, para poder recibir este pago, las centrales deben ser parte del margen de reserva establecido anualmente por el Osinergmin. El ranking de capacidad se establece sobre la base de la capacidad firme de cada central conectada al sistema y su eficiencia

relativa (basada en los costos variables). Sólo aquellas centrales que aparecen en el ranking de las centrales requeridas para cubrir la demanda máxima más el margen de reserva reciben el pago por capacidad. Cada año, el Osinergmin establece el precio de capacidad que será asignado y pagado a cada empresa generadora por este concepto.

Exportaciones e importaciones de electricidad

Se ha implementado una línea de transmisión de 220 kV para la interconexión con Ecuador. Sin embargo, la línea no ha operado de manera continua por problemas reglamentarios. Durante los años 2017 y 2016, las exportaciones netas de electricidad a Ecuador totalizaron 16,6 y 15,5 GWh, respectivamente. También se aprobó el reglamento interno para la aplicación de la Decisión CAN Nº 757, que establece que, cuando se realizan transacciones bilaterales de electricidad con otros países de la CAN, el Comité de Operación Económica del SEIN debe enviar informes semanales al MINEM y al Osinergmin demostrando que se ha dado prioridad al abastecimiento del mercado interno (Decreto Supremo N° 011-2012-EM).

Los gobiernos de Perú y Chile han constituido un grupo de trabajo bilateral para discutir materias energéticas. El propósito de este grupo de trabajo es identificar y aprovechar las potenciales sinergias existentes entre los dos países. A solicitud de los Presidentes de ambos países, el grupo de trabajo debería proponer un acuerdo marco para la integración eléctrica de estos países y establecer las normas generales para los intercambios de energía entre ellos. A la fecha de este Informe, Chile y Perú han llevado a cabo negociaciones, pero aún está pendiente el acuerdo final.

Regulación de las empresas de distribución

Licitaciones para suministrar a clientes regulados

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica estableció un régimen de subastas para la adquisición de energía y potencia por parte de empresas distribuidoras mediante licitaciones competitivas y precios firmes. El regulador aprueba las condiciones generales y establece un precio máximo para el proceso de licitación. Adicionalmente, las empresas distribuidoras pueden suscribir contratos bilaterales de corto plazo para comprar bloques de electricidad fuera de los procesos de licitación y compensar desequilibrios futuros.

Los nuevos contratos para vender energía a empresas de distribución destinada a la reventa a clientes regulados deben tener precios fijos determinados por licitaciones públicas. Sólo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución (incluida en contratos antiguos) se mantiene a precios de nudo. Estos precios los determina anualmente el Osinergmin y son los precios máximos para la electricidad comprada por las empresas de distribución que pueden traspasarse a los clientes regulados en esos contratos.

Tarifas de distribución a clientes finales

La tarifa de electricidad aplicable a los clientes regulados incluye los cargos por capacidad y electricidad para generación y transmisión y por concepto del VAD, que incluye una rentabilidad regulada sobre la inversión, cargos fijos de explotación y mantenimiento, y un porcentaje estándar por las pérdidas de distribución de energía.

Proceso de fijación de las tarifas de distribución

El VAD se determina cada cuatro años. La próxima revisión tarifaria es en el año 2018 y las tarifas se fijarán para cada empresa con 50.000 o más clientes. Se espera que las nuevas tarifas entren en vigencia en noviembre de 2018.

Los retornos reales sobre la inversión para una empresa de distribución dependen de su desempeño comparado con los estándares que define el Osinergmin respecto de una empresa modelo teórica. El sistema tarifario permite un mayor retorno para las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Los estudios tarifarios son elaborados por las empresas de distribución. Las tarifas preliminares se prueban para asegurar que pueden dar una tasa interna anual promedio de retorno de entre un 8% y un 16% sobre los costos de reposición de los activos de distribución relacionados con la electricidad.

Las tarifas actuales han estado en vigencia desde noviembre de 2013 y seguirán estándolo hasta octubre de 2018 (prorrogadas desde octubre de 2017 debido a la nueva reglamentación).

Cargos reglamentarios

Además de los impuestos que se aplican a todas las industrias (principalmente en la forma del impuesto a la renta e impuesto al valor agregado), los operadores de la industria eléctrica están afectos a una contribución reglamentaria especial que compensa los costos

incurridos por el Estado en relación con la regulación, fiscalización y monitoreo de la industria eléctrica. La tasa aplicable a esta contribución es de hasta un máximo del 1% de la facturación anual de cada empresa; los fondos recaudados son distribuidos proporcionalmente al MINEM y al Osinergmin.

Incentivos y sanciones

La Ley Nº 28.832 y el Decreto Supremo N° 052-2007-EM (Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad) declaran que, si se llama a licitación con una anticipación de más de tres años, las empresas distribuidoras recibirán incentivos de pago que se sumarán a los precios del generador en las licitaciones y que luego se traspasarán a los clientes. Este incentivo no puede ser superior al 3% de las tarifas aplicadas.

El concesionario de distribución puede perder su concesión si no entrega evidencia de un suministro garantizado por al menos los siguientes 24 meses, salvo que haya convocado a licitaciones públicas según la norma actual y no haya recibido suficientes ofertas para cumplir con los requerimientos totales para el período establecido.

El Decreto Supremo N° 018-2016-EM modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas para incluir en el VAD el uso de medidores inteligentes de propiedad de la empresa, la inversión respectiva y los gastos de operación y mantenimiento de dichos medidores. Otras modificaciones son que los proyectos de innovación tecnológica en el VAD se cubren con un cargo por potencia y que las propuestas de ZRT deben ser dadas a conocer públicamente.

Regulación de la transmisión

Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: actividades "principales", que son líneas para uso común y permiten el flujo de electricidad a través de la red nacional; y las actividades "secundarias", que son aquellas líneas que conectan una central generadora con el sistema nacional, el que a su vez conecta la transmisión principal con la red de distribución, o directamente a ciertos clientes finales. La Ley Nº 28.832 también definió "sistemas de transmisión garantizados" y "servicios de transmisión complementarios", aplicables a proyectos que entraron en operación con posterioridad a la promulgación de esa ley. Las líneas del sistema garantizado son el resultado de una licitación pública y las del servicio complementario son construidas libremente y explotadas como proyectos privados. Las líneas del sistema principal y del sistema garantizado son accesibles a todas las empresas generadoras y permiten que la electricidad sea entregada a todos los clientes. Los concesionarios de transmisión reciben una remuneración anual fija, así como ingresos variables por tarifas y peajes de conexión por kW. Las líneas del sistema secundario y del sistema complementario son accesibles a todas las empresas generadoras, pero pueden ser utilizadas únicamente para atender a ciertos clientes, los que deben pagar por el uso del sistema.

Regulación medioambiental

El marco legal ambiental aplicable a las actividades relacionadas con la energía en el Perú se establece en la Ley General del Ambiente (Ley Nº 28.611) y en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 029-94-EM).

El MINEM dicta las disposiciones legales ambientales específicas aplicables a las actividades eléctricas, y el Osinergmin está a cargo de fiscalizar ciertos aspectos de su aplicación y ejecución. Según la Ley General del Ambiente, el Ministerio del Ambiente peruano tiene las funciones principales de (i) diseñar las políticas ambientales generales aplicables a cada actividad productiva; y (ii) establecer los principales lineamientos de las autoridades de gobierno para la reglamentación ambiental de su sector específico. Durante el año 2010, la mayoría de las funciones supervisoras de la aplicación y ejecución de las disposiciones de la Ley General del Ambiente fueron transferidas del Osinergmin al Ministerio del Ambiente peruano.

Las ERNC, denominadas en las normativas peruanas como Recursos de Energías Renovables (RER), para la generación de electricidad son aquellas que provienen de las siguientes fuentes: biomasa, viento, sol, geotermia y olas, así como las centrales hidroeléctricas con capacidad instalada inferior a los 20 MW.

El año 2008, la autoridad publicó el Decreto Ley Nº 1.002 para promover el uso de las ERNC. Los principales incentivos de inversión establecidos en estas normas son: (i) un porcentaje objetivo del consumo nacional de electricidad, fijado cada cinco años, a ser cubierto por generación eléctrica obtenida de fuentes de ERNC, excluyendo las centrales hidroeléctricas (para el primer y el segundo período de cinco años, ese porcentaje era de 5 %); (ii) a través de licitaciones de energía a ser cubierta por fuentes de ERNC, el inversionista adjudicatario recibe un precio firme garantizado por la energía inyectada al sistema durante el período del contrato de suministro de hasta 20 años; estas licitaciones establecieron cuotas por tipo de tecnología y precios límite; y (iii) prioridad en el despacho de carga y en el acceso a las redes de transmisión y de distribución.

Además, otras normas establecieron incentivos tributarios, incluyendo (i) depreciación acelerada de los activos para efectos del impuesto a la renta; y (ii) recuperación anticipada del impuesto sobre las ventas. El año 2011, la comisión permanente del Congreso aprobó la Ley Nº 29.764, que extiende estos beneficios tributarios hasta el año 2020.

La Ley Nº 29.968/2012 creó el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE), un organismo público especializado, con autonomía técnica y un estatuto legal separado, dependiente del Ministro del Ambiente peruano. Este organismo es responsable de revisar y aprobar los estudios detallados de impacto ambiental de los proyectos de inversión públicos, privados o de capital mixto, sean nacionales o multi-regionales, que involucren actividades, construcciones y otras actividades comerciales y de servicio cuyas características, importancia o ubicación puedan conllevar impactos medioambientales significativos, con la excepción de aquellos expresamente excluidos por un Decreto Supremo con el voto favorable del Consejo de Ministros.

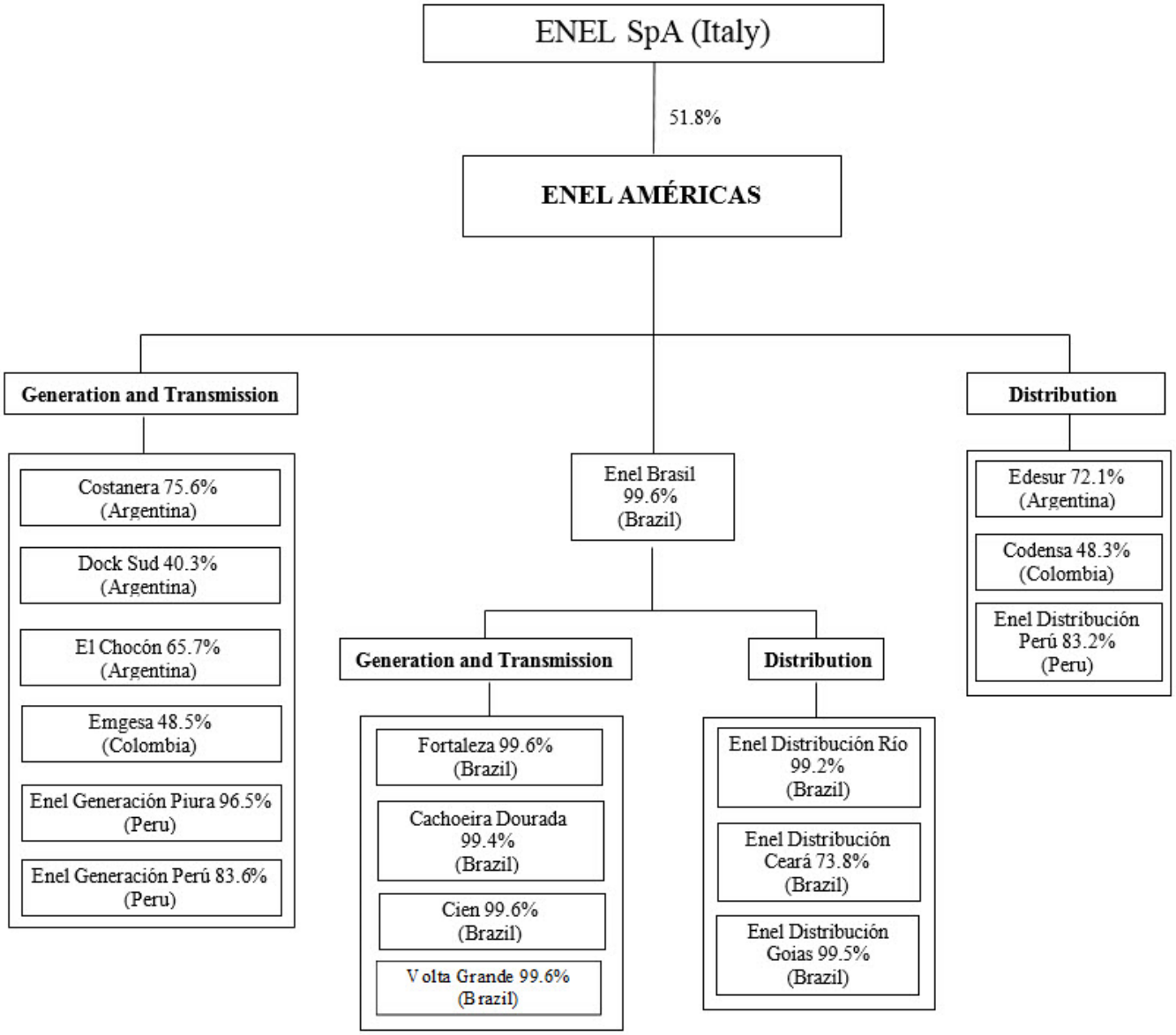
El SENACE procura poner en práctica un sistema único de procedimientos administrativos medioambientales orientado a garantizar inversiones sostenibles a través de la implementación de una ventanilla única de certificación medioambiental.

C. Estructura societaria

Principales filiales y afiliadas

Somos parte de un grupo de electricidad controlado por la empresa italiana Enel, nuestra sociedad matriz final, propietaria del 51,8% de nuestras acciones al 31 de diciembre de 2017. Enel es una empresa de energía con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas, con un enfoque especial en Europa y América Latina. Enel opera en más de 30 países en cuatro continentes, produce energía a través de una red con capacidad instalada de 83 GW, y distribuye electricidad y gas a través de una red que cubre 2,1 millones de kilómetros. Con más de 65 millones de usuarios en todo el mundo, Enel cuenta con la mayor base de clientes entre sus competidores europeos, y figura entre las mayores empresas de Europa en términos de capacidad instalada y EBITDA informado. Las acciones de Enel se transan en la Bolsa de Milán.

Estructura societaria simplificada de Enel Américas [(1)]
al 31 de diciembre de 2017



(1) En el organigrama se presentan sólo las principales filiales operativas. El porcentaje indicado en las casillas respecto de cada una de las filiales consolidadas de Enel Américas representa su participación económica en cada una de ellas. Sírvase consultar en el acápite "Presentación de la información" la explicación del cálculo de participación económica.

Las empresas enumeradas en la siguiente tabla fueron consolidadas por nosotros al 31 de diciembre de 2017. En el caso de las filiales, nuestra participación accionaria se calcula multiplicando nuestro porcentaje de participación accionaria en una filial que es directamente de nuestra propiedad por el porcentaje de participación de cualquier entidad en la cadena de propiedad de dicha filial última.

Principales filiales y país de las operaciones	% de participación de Enel Américas	Activos consolidados de cada filial principal	Ingresos de explotación y otros resultados operacionales de cada filial principal
	(en %)	(en miles de millones de US$)	
Generación y transmisión de electricidad			
Generación de electricidad			
Dock Sud (Argentina)[1]	40,2	210	88
Enel Generación El Chocón (Argentina)	65,7	379	58
Costanera (Argentina)	75,6	324	152
Fortaleza (Brasil)	99,6	319	261
Cachoeira Dourada (Brasil)	99,4	361	503
Volta Grande (Brasil)	99,6	444	9
Emgesa (Colombia)	48,5	3.031	1.160
Enel Generación Perú (Perú)	83,6	1.463	647
Enel Generación Piura (Perú)[2]	96,5	270	88
Transmisión de electricidad			
Cien (Brasil)	99,6	339	89
Distribución de electricidad			
Edesur (Argentina)	72,1	1.227	1.277
Enel Distribución Río (Brasil)	99,3	2.870	1.662
Enel Distribución Ceará (Brasil)	73,8	1.778	1.453
Enel Distribución Goiás (Brasil)	99,5	3.032	1.536
Codensa (Colombia)	48,3	2.072	1.543
Enel Distribución Perú (Perú)	83,2	1.325	884

(1) Tenemos la propiedad del 57,1% de Inversora Dock Sud S.A., un vehículo de inversión a través del cual tenemos la propiedad de Dock Sud.
(2) Incluye Chinango.

Segmento de generación y transmisión

Las siguientes empresas incluyen empresas de generación y transmisión eléctricas consolidadas por nosotros al 31 de diciembre de 2017.

Dock Sud (Argentina)

Dock Sud es propietaria y operadora de una instalación de generación con capacidad de 870 MW, compuesta por dos centrales. La central eléctrica de Dock Sud posee cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor. Dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor conforman una central de ciclo combinado. Somos propietarios del 57,1% de Inversora Dock Sud S.A., un vehículo de inversión a través del cual tenemos la propiedad de Dock Sud. Nuestra participación accionaria en Dock Sud es del 40,2%.

Costanera (Argentina)

Costanera es una sociedad anónima abierta de generación eléctrica argentina, con 2.304 MW de capacidad instalada total en Buenos Aires. Costanera está compuesta por seis turbinas a vapor con una capacidad total de 1.173 MW. Costanera fue adquirida del gobierno argentino después de la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. Somos propietarios de una participación del 75,6% en Costanera.

El Chocón (Argentina)

El Chocón es una empresa de generación eléctrica argentina. Tiene dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 1.328 MW, ubicadas entre las provincias de Neuquén y Río Negro, en la cuenca del Comahue, al sur de Argentina. Una concesión a 30 años, que caduca el año 2023, le fue otorgada por el Estado argentino a nuestra filial Hidroinvest S.A., que compró el 59,0% de las acciones de El Chocón en julio de 1993 durante el proceso de privatización. El Chocón cuenta con cuatro motores diésel, con una capacidad instalada total de 36 MW, que entraron en operación comercial en el año 2016. Estos motores están ubicados y operan en nuestra central termoeléctrica Costanera (gracias a un acuerdo entre ambas empresas). Adquirimos la empresa el año 1993 y actualmente poseemos una participación accionaria del 65,7% en El Chocón.

Cachoeira Dourada (Brasil)

Cachoeira Dourada es propietaria y operadora de una central hidroeléctrica de pasada que usa las aguas del río Paranaíba, ubicada en el Estado de Goiás, compuesta por diez unidades de generación, con un total de 665 MW de capacidad instalada. Cachoeira Dourada inició sus operaciones en el año 1997 y tiene una concesión que caduca el año 2027. Enel Brasil es propietaria del 99,8% de Cachoeira Dourada y nuestra participación en ella es del 99,4%.

Cien (Brasil)

CIEN es una empresa brasileña de transmisión y comercialización de propiedad plena de Enel Brasil. Transmite electricidad a través de dos líneas de transmisión que conectan a Argentina con Brasil, cubriendo una distancia de 500 kilómetros, con una capacidad de interconexión total de 2.100 MW. La Línea 1 de CIEN tiene una concesión que caduca el año 2020, en tanto que la concesión de la Línea 2 de CIEN caduca el año 2022. CIEN consolida a CTM y TESA, que operan la parte argentina de la línea de interconexión con Brasil. Nuestra participación accionaria en CIEN es del 99,6%.

Enel Brasil (Brasil)

Enel Brasil fue constituida en el año 2005 para administrar todos los activos brasileños de generación, transmisión y distribución que Enel poseía en conjunto con nosotros. Enel Brasil consolida las operaciones de tres empresas distribución: Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Goiás. Durante el año 2017 realizamos un proceso de reorganización en Enel Brasil orientado a participar en nuevas empresas (Volta Grande y Enel Distribución Goiás) y a adquirir una participación directa en Brasil a través de Enel Brasil. Somos beneficiarios efectivos de una participación directa del 99,6% en Enel Brasil. Para obtener mayor información acerca de esta reorganización, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — Historia."

Fortaleza (Brasil)

Fortaleza es propietaria y operadora de una central de ciclo combinado a gas natural de 327 MW, con capacidad para generar un tercio de la electricidad requerida por el estado de Ceará, un estado con una población de 8,8 millones de habitantes. Fortaleza tiene una concesión que caduca el año 2031. Fortaleza es de propiedad plena de Enel Brasil, y nosotros tenemos una participación en ella del 99,6%.

Volta Grande (Brasil)

Volta Grande es una empresa de generación que posee una concesión para operar una central hidroeléctrica de 380 MW, ubicada en el estado de Minas Gerais. El 27 de septiembre de 2017, el regulador eléctrico brasileño licitó cuatro centrales hidroeléctricas (Sao Simao, Jaguará, Miranda y Volta Grande) de propiedad de CEMIG, una empresa no relacionada con nosotros. Enel Brasil se adjudicó la concesión para operar Volta Grande por un período de 30 años. Volta Grande es de propiedad plena de Enel Brasil, y nosotros tenemos una participación en ella del 99,6%.

Emgesa (Colombia)

Emgesa tiene una capacidad instalada de 3.509 MW, de los cuales el 87% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 13%, a centrales termoeléctricas. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. tiene una participación directa en Emgesa del 51,5%. Nosotros tenemos la propiedad del 48,5% de las acciones de Emgesa y el 56,4% de los derechos de voto. Como resultado de nuestra propiedad en Emgesa y con arreglo a un pacto de accionistas, podemos designar a la mayoría de los miembros del Directorio, y, por lo tanto, controlar Emgesa. Para mayor información, véase "Ítem 5. Resumen y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados operacionales. — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía".

Enel Generación Perú (Perú)

Enel Generación Perú (anteriormente, Edegel), una empresa de generación de electricidad, es propietaria y operadora de siete centrales hidroeléctricas, dos de las cuales son de propiedad y operadas por Chinango, filial de Enel Generación Perú, y dos centrales termoeléctricas, con una capacidad instalada consolidada del 1.482 MW. Al 31 de diciembre de 2017, tenemos una participación del 83,6% en Enel Generación Perú. Para obtener mayor información acerca de esta reorganización, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — Historia."

Enel Generación Piura (Perú)

Enel Generación Piura tiene una capacidad de generación de 293 MW y se compone de dos centrales termoeléctricas, Malacas y Malacas II, ambas ubicadas en la provincia de Talara-Piura, que operan usando gas natural producido localmente. Somos beneficiarios efectivos del 96,5% de Enel Generación Piura.

Segmento de distribución

Las siguientes empresas incluyen empresas de distribución consolidadas por nosotros al 31 de diciembre de 2017.

Edesur (Argentina)

Edesur es una de las mayores empresas de distribución eléctrica de Argentina en términos de sus compras de energía. Edesur opera en un área de concesión de 3.309 kilómetros cuadrados, en la parte centro-sur del área metropolitana del Gran Buenos Aires, atendiendo a aproximadamente 2,5 millones de clientes en virtud de una concesión que caduca el año 2087. Nuestra participación en Edesur es del 72,1%.

Enel Distribución Río (Brasil)

Enel Distribución Río (anteriormente, Ampla) es la segunda mayor empresa de distribución de electricidad en el estado de Río de Janeiro, Brasil, en términos del número de clientes y ventas anuales de energía. Enel Distribución Río está principalmente dedicada a la distribución de electricidad a 66 municipios del estado de Río de Janeiro, y atiende a más de tres millones de clientes en un área de concesión de 32.615 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Río tiene una concesión que caduca el año 2026. Tenemos una participación del 99,3% en Enel Distribución Río.

Enel Distribución Ceará (Brasil)

Enel Distribución Ceará (anteriormente, Coelce) es el único distribuidor de electricidad en el estado de Ceará, ubicado en el noreste de Brasil, y atiende a más de cuatro millones de clientes dentro de un área de concesión de 148.825 kilómetros cuadrados. Enel Distribución Ceará tiene una concesión que caduca el año 2028. Antes del año 2014, nuestra participación en Enel Distribución Ceará era del 49,2% y, como resultado de una oferta en una licitación que concluyó en mayo de 2014, nuestra participación accionaria aumentó al 64,9%. Nuestra participación actual en Enel Distribución Ceará es del 73,8%.

Enel Distribución Goiás (Brasil)

Enel Distribución Goiás distribuye electricidad en el estado de Goiás, ubicado en el centro-oeste de Brasil, y atiende a casi tres millones de clientes dentro de un área de concesión de 337.000 kilómetros cuadrados. La empresa fue adquirida del Estado brasileño, en el marco de su programa de privatización. Enel Distribución Goiás fue fundada en el año 1956 y tiene una concesión que caduca el año 2045. Enel Distribución Goiás es una filial de propiedad plena de Enel Brasil, en la que tenemos una participación accionaria del 99,5%.

Codensa (Colombia)

Codensa es una empresa de distribución de electricidad que opera en un área de concesión de 35.194 kilómetros cuadrados en Bogotá y otros 135 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Tolima y Boyacá, atendiendo a aproximadamente 3,3 millones de clientes. Nuestra participación en Codensa es del 48,4%, cifra que representa el 57,2% de sus derechos de voto; como resultado de esto y de un pacto de accionistas, nosotros designamos a la mayoría de los miembros del Directorio de Codensa y, por lo tanto, tenemos control sobre ella. Para obtener mayor información sobre el control y consolidación de Codensa, véase el "Ítem 5. Resumen y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados operacionales. — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía".

Enel Distribución Perú (Perú)

Enel Distribución Perú, una empresa de distribución de electricidad peruana, opera en un área de concesión de 1.517 kilómetros cuadrados. Cuenta con una concesión exclusiva para distribuir electricidad en la parte norte del área metropolitana de Lima, así como en algunas provincias de la región de Lima, incluyendo Huaral, Huaura, Barranca y Oyón, y en la contigua provincia de Callao. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Perú distribuía electricidad a aproximadamente 1,4 millones de clientes. Tenemos una participación del 83,2% en Enel Distribución Perú.

D. Propiedades, centrales y equipos

Nuestras propiedades, centrales y equipos se concentran principalmente en activos de generación, transmisión y distribución de electricidad en los cuatro países en los que operamos.

Propiedades, centrales y equipos de las empresas de generación

Propiedades, centrales y equipos consolida las centrales de generación de electricidad de propiedad de nuestras filiales de generación Costanera, El Chocón y Dock Sud en Argentina; Cachoeira Dourada, Fortaleza y Volta Grande en Brasil; Emgesa en Colombia; y Enel Generación Piura, Enel Generación Perú, y su filial Chinango, en Perú. A diciembre de 2017, a través de estas filiales, teníamos la propiedad de un total de 35 centrales eléctricas en Sudamérica, incluyendo dos mini hidroeléctricas (con una capacidad instalada conjunta de 75 MW) en Colombia, alcanzando una capacidad instalada total de 11.444 MW.

La siguiente tabla muestra las centrales de generación de nuestra propiedad, al final de cada año, por país y sus características básicas:

			Capacidad instalada [1] al 31 de diciembre de		
País / empresa	**Nombre de la central**	**Tipo de central (2)**	**2017**	**2016**	**2015**
				(en MW)	
Argentina					
Costanera					
	Turbina a Vapor Costanera	Turbina a vapor / gas natural + petróleo	1.131	1.131	1.131
	Ciclo Combinado II Costanera	Ciclo combinado / gas natural + diésel	851	851	851
	Ciclo Combinado I Buenos Aires	Ciclo combinado / gas natural	322	322	322
	Total		**2.304**	**2.304**	**2.304**
El Chocón					
	Chocón	Embalse	1.200	1.200	1.200
	Arroyito	De pasada	128	128	128
	Costanera DE[3]	Motores diésel (diésel + petróleo)	36	36	—
	Total		**1.364**	**1.364**	**1.328**
Dock Sud					
	Dock Sud CC	Ciclo combinado / gas natural + diésel	798	798	798
	Dock Sud TG	Turbina a gas / gas natural + diésel	72	72	72
	Total		**870**	**870**	**870**
Total capacidad en Argentina			**4.537**	**4.537**	**4.502**
Brasil					
Cachoeira Dourada	Cachoeira Dourada	De pasada	665	665	665
Fortaleza	Fortaleza[4]	Ciclo combinado / gas	327	327	322
EGP Projetos I	Volta Grande[5]	De pasada	380	—	—
Total capacidad en Brasil			**1.372**	**992**	**987**

País / empresa	Nombre de la central	Tipo de central [2]	Capacidad instalada[1] al 31 de diciembre de 2017	2016 (en MW)	2015
Colombia					
Emgesa					
	Guavio[6]	Embalse	1.250	1.250	1.213
	Menor Guavio[6]	Embalse	13	13	—
	Paraíso	Embalse	277	277	277
	La Guaca	De pasada	325	325	325
	Termozipa	Turbina a vapor / carbón	236	236	236
	Cartagena	Turbina a vapor / gas natural	208	208	208
	Centrales menores [7]	De pasada	75	75	75
	Betania	Embalse	541	541	541
	Darío Valencia	De pasada	150	150	150
	Salto II	De pasada	35	35	35
	Quimbo	Embalse	400	400	400
Total capacidad en Colombia			**3.509**	**3.509**	**3.460**
Perú					
Enel Generación Perú					
	Huinco	Embalse	268	268	268
	Matucana	De pasada	137	137	137
	Callahuanca[8]	De pasada	84	84	84
	Moyopampa	De pasada	69	69	69
	Huampaní [9]	De pasada	31	31	30
	Santa Rosa[10]	Turbina a gas / diésel	414	418	419
	Ventanilla[9]	Ciclo combinado / gas natural	479	479	484
	Total		**1.482**	**1.486**	**1.491**
Chinango					
	Yanango	De pasada	43	43	43
	Chimay[9]	Embalse	155	155	152
	Total		**198**	**198**	**195**
Enel Generación Piura	Malacas[9][11]	Turbina a gas / gas natural + diésel	346	293	298
	Total		**346**	**293**	**298**
Total capacidad en Perú			**2.026**	**1.977**	**1.984**
Capacidad consolidada			**11.444**	**11.015**	**10.933**

(1) La capacidad instalada corresponde a la capacidad instalada bruta, sin considerar los MW que cada central consume para su propia operación.

(2) "Embalse" y "central de pasada" se refieren a centrales hidroeléctricas que utilizan la potencia del agua de un embalse o de un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan la electricidad. "Vapor" se refiere a las centrales termoeléctricas alimentadas con gas natural, carbón, diésel o petróleo para producir el vapor de agua que mueve las turbinas generadoras de electricidad. "Turbina a gas" (TG) o "ciclo abierto" se refieren a una central termoeléctrica que utiliza diésel o gas natural para producir el gas que mueve las turbinas generadoras de electricidad. "Ciclo combinado" se refiere a una central termoeléctrica alimentada con gas natural, diésel o petróleo para producir el gas que mueve primero una turbina generadora de electricidad y luego recupera el gas que escapa de ese proceso para generar el vapor de agua que mueve una segunda turbina.

(3) Los cuatro motores diésel se instalaron durante el año 2015 y entraron en operación comercial en julio de 2016. Estos motores están emplazados en nuestra central termoeléctrica Costanera. Véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Sinopsis comercial — Operaciones en Argentina".

(4) El año 2016 actualizamos la capacidad de la central según la aprobación otorgada por la ANEEL.

(5) La central termoeléctrica Volta Grande de 380 MW fue adquirida el 30 de noviembre de 2017.

(6) En abril de 2016, las dos unidades auxiliares iniciaron sus operaciones comerciales como una central separada (Menor Guavio de 13 MW en total). Esta central alimenta los servicios auxiliares de Guavio. En diciembre de 2016, tanto El Guavio como Menor Guavio, en su conjunto, aumentaron la capacidad en 50 MW tras algunas pruebas de capacidad (10 MW por unidad).

(7) Las centrales menores tienen una capacidad total de 75 MW. Al 31 de diciembre de 2017, Emgesa es propietaria y operadora de cuatro centrales menores: Charquito (19,5 MW), El Limonar (18 MW), Laguneta (18 MW) y Tequendama (19,5 MW). Anteriormente, Laguneta era informada como una central separada.

(8) El 14 de junio de 2017, con la aprobación del ente regulador (COES), la central hidroeléctrica Callahuanca dejó de operar comercialmente debido a los catastróficos acontecimientos (inundación de las instalaciones) del 16 de marzo de 2017.

(9) La variación en la capacidad instalada de esta central en el año 2016 fue el resultado de pruebas realizadas por el COES.

(10) La variación en la capacidad instalada de esta central en el año 2017 fue el resultado de pruebas realizadas por el COES.

(11) Incluye la capacidad instalada (189 MW) de la central Reserva Fría de Talara. El 25 de octubre de 2017, la unidad TG6 de la central termoeléctrica Malacas inició sus operaciones comerciales con 51 MW. Además, la variación en la capacidad instalada de esta central en el año 2017 fue el resultado de pruebas realizadas por el COES.

Propiedades, centrales y equipos de las empresas de generación

Una porción sustancial del flujo de caja e ingresos netos de nuestras filiales de generación proviene de la venta de electricidad producida por estas instalaciones de generación. Si llegasen a producirse daños importantes en una o más de nuestras principales instalaciones de generación de electricidad o interrupciones en la producción de electricidad, ya sea como consecuencia de terremotos, inundaciones, actividad volcánica, sequías severas y prolongadas, o de otros desastres naturales de similar índole, ello podría tener un efecto negativo importante en nuestras operaciones

Propiedades, centrales y equipos de las empresas de transmisión y distribución

Realizamos nuestros negocios de distribución a través de Edesur en Argentina; de Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Goiás en Brasil; de Codensa en Colombia; y de Enel Distribución Perú en Perú. Realizamos nuestros negocios de transmisión a través de Cien en Brasil.

Poseemos activos significativos en propiedades, centrales y equipos en el negocio de distribución de electricidad. La descripción de las empresas de distribución y transmisión y sus respectivos negocios se incluyen en este "Ítem 4. Información sobre la Compañía".

Las siguientes tablas describen nuestras principales propiedades, centrales y equipos de nuestro negocio de distribución de electricidad, tales como líneas de transmisión, subestaciones y transformadores, y redes de distribución.

TABLA DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Red de distribución - Líneas de transmisión[1]

			Líneas de transmisión [1]		
	Ubicación	Área de concesión (en km²)	2017	2016	2015
				(en kilómetros)	
Edesur[2]	Argentina	3.309	619	1.123	1.120
Enel Distribución Río[3]	Brasil	32.615	1.999	1.990	1.986
Enel Distribución Ceará	Brasil	148.920	5.082	5.127	5.101
Enel Distribución Goiás[4]	Brasil	337.002	5.748	—	—
Codensa[2][5]	Colombia	27.253	1.011	928	857
Enel Distribución Perú[6]	Perú	1.550	660	648	573
Total		**550.650**	**15.119**	**9.816**	**9.637**

(1) Las líneas de transmisión están compuestas por circuitos con tensiones de entre 35 - 500 kV.
(2) Las cifras relativas a líneas de transmisión del año 2017 son distintas a aquellas previamente informadas, por cuanto ahora informamos el trazado de la línea independientemente del número de circuitos.
(3) La cifra fue estandarizada en 34,5 kV, anteriormente considerada de alta tensión en lugar de media tensión.
(4) Adquirimos Enel Distribución Goiás en febrero de 2017.
(5) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, quedando Codensa como la empresa sobreviviente y continuadora legal. Las cifras correspondientes al año 2016 incluyen a DECSA y Cundinamarca. El área de concesión se redujo en 7.941 km² en comparación con las cifras anteriormente informadas respecto del año 2016, por cuanto el área se recalculó tras la fusión, y la reducción se debe a la sobreposición de zonas entre las dos empresas.
(6) El área de concesión aumentó 33 km² porque se agregó el área de concesión del valle de Chillón.

Subestaciones, subestaciones de conexión y transformadores [1]

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de								
	2017			2016			2015		
	Número de subestaciones	Número de trasformadores	Capacidad (MVA)	Número de subestaciones	Número de trasformadores	Capacidad (MVA)	Número de subestaciones	Número de trasformadores	Capacidad (MVA)
Edesur[2]	71	180	12.526	71	184	12.504	71	183	12.424
Enel Distribución Río	135	297	5.361	117	291	5.127	115	294	4.726
Enel Distribución Ceará	114	185	3.144	113	183	3.026	111	179	2.955
Enel Distribución Goiás[3]	345	465	5.399	—	—	—	—	—	—
Codensa[4]	171	434	11.231	169	414	10.433	122	339	9.840
Enel Distribución Perú	43	141	4.380	37	138	4.119	36	132	3.837
Total	**879**	**1.702**	**42.041**	**507**	**1.210**	**35.209**	**455**	**1.127**	**33.782**

(1) La tensión de estos transformadores se halla en el rango de 500 kV (entrada - alta tensión, "at") a 1 kV (salida - media tensión, "mt").
(2) Los transformadores de media tensión (mt/mt) de las subestaciones se retirarán y reemplazarán por transformadores de alta tensión (at/mt).
(3) Adquirimos Enel Distribución Goiás en febrero de 2017.
(4) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, quedando Codensa como la empresa sobreviviente y continuadora legal. Las cifras correspondientes al año 2016 incluyen a DECSA y Cundinamarca.

Red de distribución - Líneas de baja y media tensión [1]

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Media tensión	Baja tensión	Media tensión	Baja tensión	Media tensión	Baja tensión
			(en kilómetros)			
Edesur	8.307	17.181	8.002	17.152	7.872	17.018
Enel Distribución Río[2]	36.694	18.936	35.942	18.668	35.623	18.394
Enel Distribución Ceará	87.910	52.934	86.024	51.423	84.290	50.223
Enel Distribución Goiás[3]	179.535	32.028	—	—	—	—
Codensa[4]	26.682	41.358	28.507	41.307	20.266	28.270
Enel Distribución Perú[5]	4.742	23.460	4.597	22.826	4.484	22.268
Total	**343.870**	**185.897**	**163.072**	**151.376**	**152.535**	**136.173**

(1) Líneas de media tensión: 1 kV - 34.5 kV; líneas de baja tensión: 110 - 380 V.
(2) Las cifras correspondientes a los años 2016 y 2015 son distintas a las previamente informadas, por cuanto ahora se considera que hasta 34,5 V es media tensión en lugar de alta tensión.
(3) Adquirimos Enel Distribución Goiás en febrero de 2017.
(4) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, quedando Codensa como la empresa sobreviviente y continuadora legal. Las cifras correspondientes al año 2016 incluyen a DECSA y Cundinamarca.
(5) La red de baja tensión incluye el alumbrado público.

Transformadores para distribución [1]

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2017		2016		2015	
	Número de trasformadores	Capacidad (MVA)	Número de trasformadores	Capacidad (MVA)	Número de trasformadores	Capacidad (MVA)
Edesur	19.218	6.355	19.814	6.280	20.487	6.159
Enel Distribución Río	124.410	5.329	122.384	5.043	120.387	4.858
Enel Distribución Ceará	142.910	3.544	138.060	3.357	134.135	3.208
Enel Distribución Goiás[2]	217.117	5.663				
Codensa[3]	67.107	6.637	65.607	6.361	53.512	5.854
Enel Distribución Perú	11.056	1.934	10.900	1.865	10.758	1.774
Total	**581.818**	**29.462**	**356.765**	**22.907**	**339.279**	**21.853**

(1) La tensión de estos transformadores se halla en el rango de 500 kV (entrada - alta tensión, "at") a 1 kV (salida - media tensión, "mt").
(2) Adquirimos Enel Distribución Goiás en febrero de 2017.
(3) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, quedando Codensa como la empresa sobreviviente y continuadora legal. Las cifras correspondientes al año 2016 incluyen a DECSA y Cundinamarca.

Seguros

Tanto nuestras instalaciones de generación como las de distribución de electricidad están aseguradas contra daños causados por desastres naturales, tales como terremotos, incendios, inundaciones, otros actos de Dios (pero no contra sequías, las que no se consideran riesgos de fuerza mayor y no son cubiertas por los seguros) y daños ocasionados por actos de terceros, sobre la base del valor de tasación de las instalaciones determinado periódicamente por un tasador independiente. En función de estudios geológicos, hidrológicos e ingenieriles, la administración cree que el riesgo de que los sucesos descritos anteriormente tengan como consecuencia un efecto negativo importante en nuestras instalaciones es remoto. Las reclamaciones que se hagan con arreglo a las pólizas de seguro de nuestras filiales contemplan los deducibles y otras condiciones habituales. También mantenemos seguros por lucro cesante, que proporcionan cobertura respecto de toda falla que pueda sufrir cualquiera de nuestras instalaciones por un período de hasta 24 meses, incluyendo el período deducible. La cobertura de seguro contratada respecto de nuestras propiedades es aprobada por la administración de cada empresa, tomando en consideración la calidad de las aseguradoras y las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada instalación, y se basa en directrices corporativas generales. Las pólizas de seguro se adquieren de aseguradoras internacionales de prestigio. Monitoreamos continuamente a las aseguradoras y nos reunimos con ellas a fin de obtener lo que estimamos es la cobertura de seguro más razonable en términos comerciales.

También estamos asegurados contra daños que pudiesen sufrir las subestaciones, los transformadores que se hallan dentro de las subestaciones y toda porción de la red de distribución de extensión menor a un kilómetro desde la subestación correspondiente a los edificios administrativos. Los riesgos cubiertos incluyen pérdidas causadas por incendios, explosiones, terremotos, inundaciones, rayos, ciertos daños en la maquinaria y otros sucesos de índole similar. Las pólizas de seguro incluyen cláusulas de responsabilidad, que protegen a nuestras empresas de reclamaciones interpuestas por terceros.

Las líneas de transmisión y el equipo anexo a ellas no califican como activos asegurables contra daños a la propiedad, aunque ellos sí cuentan con pólizas de seguros que incluyen cláusulas de responsabilidad civil por daños a terceros provocados por estas instalaciones de transmisión. Estos criterios se aplican en el caso de la línea de interconexión Argentina - Brasil, nuestro principal activo de transmisión, contando con cobertura de seguro por daños a la propiedad y responsabilidad civil para nuestra estación de conversión Garabí, las subestaciones de conexión Argentina / Brasil y las líneas en hasta un kilómetro desde las subestaciones. Nuestra cobertura por responsabilidad de terceros sólo se aplica al resto de las líneas de transmisión.

Inversiones en proyectos

Analizamos continuamente las distintas oportunidades de crecimiento en los países en los que participamos. Estudiamos y evaluamos nuestra cartera de proyectos, centrándonos en los últimos tiempos en construir centrales más pequeñas y menos invasivas en términos medioambientales. Estas centrales se construyen más rápidamente, permiten una mayor flexibilidad de activación o desactivación según las necesidades del sistema, y cuentan generalmente con una mayor aceptación de las comunidades vecinas. Nos centraremos adicionalmente en el desarrollo de tecnologías de energías renovables. En el negocio de generación termoeléctrica, buscamos nuevas oportunidades, ya sea mediante la construcción de nuevos proyectos o la modernización de activos existentes y el

mejoramiento (en términos operacionales y/o ambientales) del desempeño de dichos activos. La puesta en marcha de cada proyecto se evalúa y define sobre la base de oportunidades comerciales y de nuestra capacidad económica para financiarlos. Nuestros proyectos en desarrollo más importantes se describen a continuación.

Los montos presupuestados incluyen líneas de conexión que pueden ser de propiedad de terceros o pagadas en la forma de peajes, salvo indicación en contrario.

A. Proyectos terminados en el año 2017

Perú - Proyecto TG6 Malacas

Malacas es una central termoeléctrica, de propiedad de nuestra filial Enel Generación Piura, ubicada a lo largo de la costa norte de Perú, en la región de Piura. El proyecto TG6 Malacas significa reemplazar las unidades TG1, TG2 Y TG3 de la central por una nueva unidad de doble turbina a gas en ciclo abierto de 52 MW, incluyendo el generador asociado y el equipo auxiliar correspondiente. Las unidades TG1, TG2 y TG3 dejaron de operar comercialmente entre los años 2010 y 2014.

El 25 de febrero de 2017, el COES aprobó la entrada en operaciones comerciales, con una capacidad inicial de 35 MW. El 7 de mayo de 2017, la unidad entró en operación plena, con una capacidad de 52 MW. El Certificado de Aceptación Provisorio (CAP) para operar con gas se le entregó a Siemens, el proveedor, el 28 de abril de 2017 y en noviembre de 2017 llevamos a cabo con éxito una prueba con diésel.

La inversión total en este proyecto ascendió a US$ 54 millones, monto que había sido completamente ejecutado al 31 de diciembre de 2017.

Perú - Proyecto TG5 Malacas

El proyecto TG5 Malacas consiste en una unidad generadora doble de 197 MW, alimentada ya sea con gas natural o con petróleo, ubicada dentro de las instalaciones de la central termoeléctrica Malacas. El proyecto pretende aumentar la capacidad a gas de la unidad agregándole un compresor a gas que podría usarse en reemplazo de la unidad TG4 de la central cuando ésta esté en mantenimiento preventivo o fuera de servicio por fallas.

El principal avance en este proyecto en el año 2017 incluye el inicio de las operaciones comerciales del compresor el 27 de mayo de 2017 y luego, tras una falla de funcionamiento causada por una vibración que ocurrió el 13 de julio de 2017, el reinicio de sus operaciones comerciales el 7 de diciembre de 2017.

La inversión total en este proyecto ascendió a US$ 8,7 millones, monto que había sido completamente ejecutado al 31 de diciembre de 2017.

B. Proyectos en construcción

Colombia - Proyecto de mejoramiento de la central termoeléctrica Termozipa

Termozipa es una central a carbón, de propiedad de nuestra filial Emgesa, ubicada a unos 40 km de distancia de Bogotá, Colombia, junto al río del mismo nombre. Está compuesta por cuatro unidades, con una capacidad instalada total de 336 MW, alimentadas con carbón proveniente de minas locales. La primera unidad de esta central entró en operaciones comerciales el año 1964, en tanto que las restantes unidades fueron agregadas el año 1984.

El proyecto prevé extensos mejoramientos a las calderas, molinos, turbinas, generadores, planta desmineralizadora, toma de agua, sistemas de media y baja tensión, precipitadores electroestáticos y sistemas auxiliares, todo lo cual extenderá la vida de la central por 15 años adicionales o 100.000 horas de operación, y mejorará la eficiencia térmica de la planta, como también reducirá su falta de disponibilidad.

La mejora ambiental está orientada a lograr los mejores estándares medioambientales de emisiones de gas entre las centrales a carbón de América Latina, mediante la reducción de los siguientes parámetros objetivos: las emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) a menos de 330 mg/Nm^3 (milígramos por metro cúbico), las emisiones de dióxido de azufre (SO_2) a menos de 400 mg/Nm^3 y las emisiones de material particulado a menos de 35 mg/Nm^3. El proyecto incluye mejoras en el sistema de extracción de cenizas y en el sistema de descarga de agua de refrigeración.

Entre los últimos avances importantes se incluyen:

- La adjudicación del contrato del sistema de extracción de cenizas inferior a Magaldi, el 22 de diciembre de 2016.
- La recepción de la aprobación otorgada por las autoridades, el 4 de agosto de 2017.
- La adjudicación del contrato de construcción de la nueva planta de producción de agua a Termomeccanica Ecología, el 14 de agosto de 2017.
- La obtención de la resolución definitiva respecto del permiso de derechos de agua, el 9 de octubre de 2017.
- La obtención de los permisos de deforestación, el 2 de noviembre de 2017 y el 14 de noviembre de 2017.
- El contrato De NOx fue adjudicado en enero de 2018 a AFW Energía (España).

Se proyecta que las mejoras quedarán terminadas el año 2022. La inversión total en este proyecto es de US$ 151 millones, de los cuales se habían ejecutado US$ 20,4 millones al 31 de diciembre de 2017, relacionados principalmente con los rotores de las turbinas de las unidades 3 y 4, un nuevo sistema de toma de agua, la refacción de la caldera y las intervenciones en los molinos de carbón. Este proyecto se financia con fondos generados internamente.

C. Proyectos en desarrollo

Perú - Proyecto de expansión hidroeléctrico Huampaní

Huampaní es una central hidroeléctrica, de propiedad de nuestra filial Enel Generación Perú, ubicada en Lurigancho Chosica, un distrito de Lima, Perú. El proyecto de Recuperación de Hidro Energía de Huampaní consiste en la expansión de la capacidad instalada de la central (actualmente, de 31 MW) mediante la instalación de dos nuevas turbinas (con un total de 0,7 MW) dentro del canal de descarga de la central Huampaní existente, usando su propio generador y equipo auxiliar. Se conectará a la subestación Huampaní a través de una línea de 10 kV y 140 metros de longitud.

El permiso ambiental para el proyecto, como también el permiso arqueológico, o Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA), y el Estudio de Preoperatividad (EPO), se aprobaron el año 2016.

En septiembre de 2016, el contrato Agua a Cable fue asignado al Consorcio Kössler-GCZ y entró en vigencia en noviembre de 2016. A fines del año 2017, el proyecto presentaba un avance de ejecución del 63%.

Los principales hitos alcanzados dentro del año 2017 son:

- Abril : Ingeniería de detalle de las obras civiles concluida.
- Junio : Reunión inicial con el Consorcio para preparar el inicio de la construcción.
- Junio : Diseño de detalle de las turbinas StreamDiver™ y válvulas de cierre terminado.
- Julio : Diseño de detalle del "Balance de la Central" (servicios mecánicos y eléctricos auxiliares) terminado.
- Julio : La Autoridad Nacional del Agua (ANA) informa que no se necesita autorización de su parte para dar inicio a la construcción.
- Agosto : Inicio de la construcción.
- Septiembre : Prueba de aceptación de fábrica de las turbinas StreamDiver™ y válvulas de cierre concluyen exitosamente.
- Noviembre : Conexión del canal de desvío, para aislar el área de construcción de la estructura de las turbinas.
- Diciembre : Turbinas, válvulas de cierre y equipo auxiliar llegan al sitio del proyecto.

Se espera que los proyectos concluyan durante el mes de mayo de 2018. La inversión total estimada en este proyecto es de US$ 3,2 millones, de los cuales se habían ejecutado US$ 1,9 millones al 31 de diciembre de 2017. El proyecto se financia con fondos generados internamente.

Argentina - Nueva unidad de ciclo combinado en Costanera

Dentro del contexto de las modificaciones reglamentarias implementadas por el gobierno argentino y las series de licitaciones que ya se han llevado a cabo y otras que se proyecta realizar en los próximos meses, estamos analizando la posible instalación de una nueva unidad de ciclo combinado en Costanera. La intención es competir en la adjudicación de los contratos eléctricos que el Ministerio de Energía y Minería ofrecerá mediante licitaciones.

El proyecto involucraría la instalación de una unidad de ciclo combinado de 450 MW conectada a barras de 220 kV y 132 kV de la subestación Costanera existente. La unidad de ciclo combinado podría operar con gas natural o, en caso de no existir disponibilidad del anterior, con diésel. Tanto el permiso ambiental como la preautorización de conexión (Fase 1) fueron otorgados durante el año 2017.

Nos encontramos analizando diversas configuraciones técnicas, con distintos grupos motrices, como también optimizaciones potenciales. La evaluación de las ofertas recibidas de contratistas y proveedores para el contrato principal también se encuentra en curso.

El período de construcción estimado se extenderá por unos 30 meses, dependiendo de la configuración técnica que elijamos. Considerando que se espera que la licitación se adjudique el año 2018, se estima que la fecha de puesta en marcha de la nueva unidad sería el año 2021.

La inversión total estimada en este proyecto es de US$ 514 millones, de los cuales se habían ejecutado US$ 3 millones al 31 de diciembre de 2017

Perú - Sistema de almacenamiento de energía en baterías Ventanilla

Ventanilla es una central termoeléctrica con una capacidad instalada de 479 MW, situada en la provincia de Callao. Se compone de tres unidades, dos turbinas a gas y una turbina a vapor, que generan en ciclo combinado. El proyecto involucra la instalación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) en la central Ventanilla, cuyo fin es proporcionar la regulación de la frecuencia primaria que requiere la central existente para optimizar sus operaciones y reducir potenciales sanciones asociadas con los costos de regulación de la frecuencia primaria y regulación de la frecuencia secundaria.

El proyecto involucra la instalación de un BESS con unos 14 MW de capacidad instalada y 7 MWh de almacenamiento de energía, conectado a la barra de 16 kV de una de las turbinas existentes instaladas en la central Ventanilla.

Durante el año 2017 se nos otorgó el permiso ambiental. La preautorización de conexión por parte del operador del sistema se emitiría durante el primer trimestre del año 2018.

Nos encontramos analizando diversas alternativas técnicas, que esperamos resolver durante el año 2018. Estimamos que el período de construcción será de unos 12 meses. La inversión total estimada en este proyecto es cercana a los US$ 18 mil millones. Al 31 de diciembre de 2017, se habían ejecutado US$ 0,25 millones.

Negocio de distribución

Durante el año 2017 invertimos US$ 1,43 mil millones en nuestro negocio de distribución. Realizamos inversiones en proyectos orientados a satisfacer las necesidades de nuestros clientes existentes y nuevos. Invertimos principalmente en aumentos de capacidad de nuestra red, en el refuerzo de las instalaciones de at, mt y bt de nuestras empresas, y en equipo necesario para conectar a nuestros nuevos clientes.

Argentina

En Argentina, nuestra filial Edesur invirtió US$ 213 millones durante el año 2017 para satisfacer la creciente demanda y mejorar su calidad de servicio. Edesur expandió la subestación Pompeya, agregó nuevas líneas a la subestación móvil Roca y realizó mejoras tecnológicas digitales en la red.

Brasil

En Brasil invertimos un total de US$ 827 millones en nuestro negocio de distribución, a través de nuestras filiales brasileñas. Enel Distribución Río invirtió US$ 349 millones para conectar y abastecer a nuevos clientes, mejorar su red de distribución y reducir pérdidas de energía. La empresa invirtió en sistemas de control mediante el uso de nuevas tecnologías y la realización de actividades sociales. Enel Distribución Ceará invirtió US$ 227 millones en su red de distribución y en la conexión de nuevos clientes, para satisfacer la creciente demanda de electricidad en el estado de Ceará. Nuestra filial de reciente adquisición Enel Distribución Goiás invirtió 250 millones en su red de distribución, en conexiones de nuevos clientes, y en mejorar la calidad del servicio y reducir pérdidas de energía.

Colombia

En Colombia, nuestra filial de distribución Codensa invirtió US$ 266 millones en mejorar la calidad, controlar pérdidas de energía y conectar a nuevos clientes, para recuperar los estándares de calidad y los niveles de pérdidas de energía que ostentaba antes de la fusión con Cundinamarca, además de renovar líneas y otros activos dentro del área de concesión de Cundinamarca tras la fusión.

Perú

En Perú, Enel Distribución Perú invirtió US$ 75 millones en la red de distribución, relacionados con la satisfacción de las necesidades de los clientes. De dicho monto, US$ 37 millones se invirtieron en expandir y reforzar la red para satisfacer las necesidades de clientes residenciales, comerciales e industriales, y US$ 28 millones en garantizar la seguridad del abastecimiento eléctrico y su calidad. En subtransmisión, Enel Distribución Perú invirtió US$ 33 millones en expandir la capacidad y mejorar la seguridad de subestaciones y líneas de transmisión. Adicionalmente, Enel Distribución Perú invirtió un total de US$ 47 millones en controlar pérdidas de energía y US$ 8 millones en tecnología informática e infraestructura.

Gravámenes importantes

La deuda de Costanera con el proveedor Mitsubishi Corporation (MC) se relaciona con los pagos restantes del equipo adquirido de MC en noviembre de 1996, deuda que fue renegociada en octubre de 2014. El valor de los activos prendados para garantizar esta deuda ascendía a US$ 26 millones al 31 de diciembre de 2017.

Materias ambientales y enfoque en energía renovable

En años recientes, los países en los que operamos han visto un incremento en la actividad reguladora como resultado de las estrategias gubernamentales orientadas a promover las ERNC amigables con el ambiente. La industria energética juega un papel preponderante en dichas estrategias gubernamentales y, en consecuencia, a las empresas se les ha exigido implementar cambios para cumplir con las nuevas normativas ambientales, como lo demuestran las obligaciones legales en el ámbito local, los compromisos que han asumido los países en el ámbito internacional y las exigencia de los mercado internacionales. Las estrategias gubernamentales también se han centrado en crear incentivos para las centrales de ERNC, que generan electricidad con un impacto ambiental mínimo y con casi cero emisiones de CO_2. A ellas se las considera opciones tecnológicas que refuerzan el desarrollo sostenible de la energía, por cuanto complementan la producción de las empresas generadoras tradicionales.

Los esfuerzos orientados a desarrollar proyectos convencionales de energía han aumentado con el tiempo como resultado de estándares ambientales más altos y la escasez de sitios para emplazar centrales, combinados con una oposición significativa proveniente de distintos actores, que retrasan su desarrollo e incrementan sus costos. En los últimos años, el costo de las ERNC ha disminuido como resultado de las mejoras tecnológicas, permitiendo que proyectos más pequeños se tornen rentables y abordando al mismo tiempo estándares ambientales a nivel país y la oposición social a los proyectos de generación convencional más grandes. Asimismo, estas tecnología tienen períodos de construcción más breves y su menor tamaño ofrece más flexibilidad para responder a los cambios en la demanda.

Con respecto al desarrollo de nuevos proyectos orientados a aumentar nuestra capacidad instalada total, Enel, nuestro accionista controlador final, tiene como meta eliminar totalmente las emisiones de dióxido de carbono de la generación de energía para el año 2050. La capacidad perdida resultante del cierre de las centrales termoeléctricas a carbón existentes al término de su vida útil se sustituirá con tipos de generación más amigables con el ambiente, con un enfoque en las ERNC.

Hemos ampliado la central hidroeléctrica Huampaní en Perú (véase el acápite anterior), lo que evita directamente las emisiones de CO_2 al desplazar la operación de unidades termoeléctricas. Nos encontramos implementando mejoras en la central termoeléctrica Termozipa en Colombia (véase el acápite anterior), con lo que pretendemos lograr los mejores estándares ambientales de emisiones de gas entre las centrales termoeléctricas de América Latina mediante la reducción de las emisiones de NO_x, SO_2 y material particulado.

Ítem 4A. Comentarios del personal no resueltos

Ninguno.

Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras

A. Resultados operacionales

Generalidades

El siguiente análisis debe leerse junto con nuestros estados financieros consolidados auditados y las notas correspondientes a los mismos, las cuales se encuentran incluidas en el Ítem 18 de este Informe, y con los "Datos financieros seleccionados" incluidos en el Ítem 3 de este documento. Nuestros estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los correspondientes a cada uno de los años reflejados en el período de tres años terminado el 31 de diciembre del 2017 fueron preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía

Somos una empresa eléctrica con sede en Chile que posee y opera empresas de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Prácticamente la totalidad de nuestros ingresos, ganancias y flujos de caja provienen de la operación de nuestras filiales y asociadas en dichos países.

Factores tales como (i) las condiciones hidrológicas, (ii) el precio de los combustibles, (iii) los cambios normativos, (iv) las acciones excepcionales adoptadas por las autoridades gubernamentales y (v) los cambios en las condiciones económicas en los países en los que operamos pueden afectar en forma importante nuestros resultados financieros. Además, nuestros resultados operacionales y situación financiera pueden verse afectados por las variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales de los países en los que operamos frente al dólar estadounidense. Estas fluctuaciones cambiarias pueden tener un efecto esencial en la consolidación de los resultados de nuestras empresas. Contamos con ciertas políticas contables críticas que afectan nuestros resultados operacionales consolidados.

La meta de nuestra estrategia de diversificación es equilibrar el efecto de cambios significativos en un país con cambios opuestos en otros países, y con los perfiles de riesgo de nuestros negocios dentro del negocio de generación y transmisión y del negocio de distribución, con el fin de mitigar los impactos negativos que pudiesen afectar nuestros resultados operacionales consolidados. El impacto de estos factores en nosotros, respecto de los ejercicios contemplados en el presente Informe, se analiza a continuación.

Tenemos participaciones accionarias directas del 48,5% y 48,4% y un 56,4% y 57,1% de los derechos de voto de Emgesa y Codensa, respectivamente. Controlamos a Emgesa y Codensa a través de pactos de accionistas con la Empresa de Energía de Bogotá S.A., que es la titular de las restantes participaciones accionarias en ambas entidades. Tenemos el derecho de designar a una mayoría de los miembros de los Directorios de Emgesa y Codensa y, en consecuencia, consolidamos a Emgesa y a Codensa en nuestros estados financieros consolidados.

El 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil compró Enel Distribución Goiás, anteriormente CELG Distribuição S.A., una empresa de distribución brasileña ubicada en el estado de Goiás, por la suma de R$ 2.187 millones (US$ 640 millones en ese entonces). El 30 de noviembre de 2017, Enel Brasil adquirió la central hidroeléctrica Volta Grande de 380 MW, ubicada en el estado de Minas Gerais, por la suma de R$ 1.419 millones (US$ 445 millones en ese entonces). Para materializar estas operaciones, realizamos aumentos de capital completamente suscritos y pagados en Enel Brasil. Para obtener mayor información respecto de la adquisición de ambas empresas, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía ― A. Historia y desarrollo de la Compañía ― Historia". Los efectos de estas operaciones en nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 se describen en las Notas 7.2 y 9.2 de nuestros estados financieros consolidados.

a. Negocio de generación y transmisión

Nuestro negocio de generación y transmisión de electricidad es realizado en Argentina a través de Costanera, El Chocón y Dock Sud; en Brasil, a través de Cachoeira Dourada, Fortaleza y Volta Grande; en Colombia, a través Emgesa; y en Perú, a través de Enel Generación Perú y Enel Generación Piura. Una parte sustancial de nuestra capacidad de generación depende de las condiciones hidrológicas que se registren en los países en los que operamos. Nuestra capacidad instalada al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 era de 11.444 MW, 11.014 MW y 10.933 MW, respectivamente. En esos ejercicios, nuestra capacidad instalada representaba el 54%, 53% y 53% de nuestra capacidad instalada total. Véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía – D. Propiedades, centrales y equipos".

En los años 2017, 2016 y 2015, nuestra generación hidroeléctrica fue de 22.618 GWh, 22.250 GWh y 22.171 GWh, respectivamente. Nuestra generación hidroeléctrica se mantuvo relativamente estable en el año 2017 en comparación con el año 2016, con un aumento de tan solo 0,3% en el año 2017, que se debió a las condiciones hidrológicas en Colombia, contrarrestado por una menor disponibilidad de agua en Argentina y una menor disponibilidad de algunas de nuestras centrales hidroeléctricas en Perú resultante de las tormentas

inusualmente intensas que se registraron durante el mes de marzo de 2017 y que afectaron a algunas de nuestras instalaciones, causando que nuestra central Moyopampa (69 MW) quedara fuera de servicio, situación que se mantiene hasta la fecha del presente Informe.

En los países en los que operamos, las condiciones hidrológicas pueden variar desde extremadamente húmedas a extremadamente secas. Entre estos dos extremos, existe una amplia gama de posibles condiciones hidrológicas. Por ejemplo, un nuevo año de sequía tiene efectos muy distintos en nuestro negocio, dependiendo de si se registra después de varios años de sequía o después de un período de abundantes lluvias. Por otra parte, un buen año hidrológico tiene un impacto menos marginal si se registra después de varios años húmedos en lugar de después de una sequía prolongada.

En Argentina, los meses en que se registran las mayores precipitaciones son habitualmente mayo a agosto, y los meses de nieve y deshielos son habitualmente octubre a diciembre, aportando caudales a los ríos Collón Cura y Limay, que alimentan el embalse de El Chocón y su central hidroeléctrica, situados en el suroeste de Argentina, en la región de Comahue.

Brasil tiene diversas cuencas fluviales, con cascadas que se usan para la generación hidroeléctrica. La mayoría de los ríos brasileños se alimentan principalmente de precipitaciones. Debido a su clima tropical, las precipitaciones se concentran mayormente en los meses de verano, de noviembre a mayo, y son más ligeras durante el invierno. Estas condiciones hidrológicas son las que imperan en el sur de Brasil, en el río Paranaíba, en la cuenca del Paraná, donde se encuentran emplazadas las centrales Cachoeira Dourada y Volta Grande.

En Colombia, las condiciones hidrológicas varían significativamente a lo largo de las diferentes regiones y dependen de la topografía y de las condiciones geográficas. El país presenta dos patrones de precipitaciones. Uno se caracteriza por dos temporadas lluviosas separadas por una temporada más seca, que se observa en la región Andina y en el centro del país, el área más poblada y el centro de la actividad económica, donde se ubican todas nuestras centrales hidroeléctricas, con excepción de Guavio. El segundo patrón se caracteriza por una temporada de lluvias seguida por una temporada más seca, que se observa en la región de Orinoquia (parte este del país), donde se ubica nuestra central hidroeléctrica más grande, Guavio (1.263 MW), y donde las condiciones hidrológicas son influenciadas por el río Amazonas.

Las condiciones hidrológicas en Perú también varían considerablemente dependiendo de la ubicación. La costa, que concentra la mayoría de la población y de la actividad económica nacional, tiene por lo general menos precipitaciones que el resto del país. En la zona cordillerana andina, las precipitaciones suelen ser más abundantes de noviembre a marzo, proporcionando un importante caudal a la cuenca del río Rímac, que alimenta cinco de nuestras siete centrales hidroeléctricas. La zona selvática también recibe la mayoría de sus precipitaciones en el mismo período pero en mayores volúmenes, alimentando las cuencas de los ríos Tarma y Tulumayo, donde se encuentran nuestras otras dos centrales hidroeléctricas.

Para analizar el impacto de las condiciones hidrológicas en nuestro negocio, generalmente categorizamos nuestras condiciones hidrológicas como secas o húmedas, aunque hay muchos otros escenarios intermedios posibles. Las condiciones hidrológicas extremas pueden afectar de manera importante nuestros resultados operacionales y condiciones financieras. Sin embargo, es difícil calcular los efectos de la hidrología sobre nuestras utilidades sin al mismo tiempo tener en cuenta otros factores, ya que nuestros resultados operacionales sólo pueden explicarse examinando una combinación de factores y no cada uno de forma independiente.

Las condiciones hidrológicas afectan los precios de mercado de la electricidad, los costos de generación, los precios *spot*, las tarifas y el mix de generación hidroeléctrica, termoeléctrica y de ERNC, el que constantemente está siendo definido por el operador del mercado para minimizar el costo de operación de todo el sistema. La generación hidroeléctrica de pasada y la generación con fuentes de ERNC son casi siempre las tecnologías de generación menos costosas y normalmente tienen un costo marginal cercano a cero. Sin embargo, las autoridades podrían asignar un costo de oportunidad al uso del agua de los embalses, por lo que la generación hidroeléctrica no necesariamente sería la de menor costo marginal en un momento determinado. El costo de la generación termoeléctrica no depende de las condiciones hidrológicas sino del precio internacional de commodities tales como el GNL, carbón, diésel y petróleo.

Los precios *spot* dependen mayoritariamente de las condiciones hidrológicas y de los precios de los commodities y en menor grado de la disponibilidad de fuentes de ERNC. En la mayoría de los casos, las condiciones hidrológicas abundantes hacen bajar los precios *spot*, mientras que las condiciones secas normalmente los hacen subir. Los precios del mercado *spot* afectan nuestros resultados, ya que nos vemos obligados a comprar electricidad en el mercado *spot* cuando nuestras ventas de energía contratada son superiores a nuestra generación de electricidad, y podemos vender electricidad en el mercado *spot* cuando tenemos excedentes de energía eléctrica.

Hay muchos otros factores que pueden afectar nuestros resultados operacionales, tales como el nivel de ventas contratadas, las compraventas en el mercado *spot* de electricidad, los precios de los commodities, la demanda de energía, los problemas técnicos y los imprevistos que pueden afectar la disponibilidad de nuestras centrales termoeléctricas, la ubicación de las centrales en relación con los centros urbanos de demanda y las condiciones del sistema de transmisión, entre otros.

Las condiciones hidrológicas no tienen un efecto aislado y deben ser evaluadas en conjunto con otros factores para comprender mejor su impacto en nuestros resultados operacionales.

Argentina es un mercado controlado, con un régimen tarifario o de remuneración definido, en el que no se comercializan ni energía ni commodities. La remuneración que reciben las empresas de generación se encuentra definida en el régimen de remuneración, el cual contempla una remuneración que cubre los costos fijos y variables, más una remuneración adicional que cubre los costos de operación y mantenimiento. Los precios de mercado no están relacionados con las condiciones hidrológicas ni con los precios de los commodities. Existe un pequeño mercado de electricidad (aproximadamente 3,5 TWh, o 3% de la demanda anual total durante los años 2016 y 2017) desde la suspensión de la comercialización bilateral libre en el año 2013. Como consecuencia de lo anterior, El Chocón vende la mayor parte de su energía al operador del mercado a un precio regulado que no se ve afectado por las condiciones hidrológicas, por lo que sus resultados dependen mayoritariamente de la cantidad de electricidad que genera. Las condiciones hidrológicas durante el año 2017 fueron mejores que en el año 2016, aunque secas de todas formas, y nuestra generación hidroeléctrica fue menor debido a que la CAMMESA, que gestiona los embalses, estableció exigencias de niveles más altos en ellos, de manera que la disponibilidad de agua para generación fue menor. En el año 2016, la generación de El Chocón disminuyó en comparación con el año 2015 por los menores niveles de agua observados en el río Limay, donde se encuentran ubicadas nuestras centrales, debido a la menor acumulación de precipitaciones durante los meses de invierno. El año 2015, la generación de El Chocón aumentó, principalmente como resultado de las mejores condiciones hidrológicas que presentaba el río Limay. Costanera y Dock Sud son centrales termoeléctricas, por lo que sus resultados dependen sólo de su generación termoeléctrica.

En Brasil existe un mecanismo de reasignación de electricidad, que proporciona a los generadores hidroeléctricos protección financiera contra los riesgos hidrológicos. El operador de mercado, para minimizar el costo del sistema, define cuáles centrales hidroeléctricas generan electricidad y los generadores con déficits compran energía a los generadores con excedentes a un precio definido; el costo operacional marginal es establecido anualmente por la ANEEL. Todos los generadores hidroeléctricos que participan en el Mecanismo de Reasignación de Electricidad (MRE, por sus siglas en portugués) participan en la generación hidroeléctrica global despachada en forma proporcional a su energía garantizada, independientemente de cuáles sean sus ventas contratadas. En el año 2017, la generación de la central hidroeléctrica Cachoeira fue menor que en el año 2016 debido al menor despacho autorizado por el ONS en base a la condición de los embalses (el objetivo del despacho es el mejor uso posible de los embalses del país). Sin embargo, gracias a la adquisición de la central hidroeléctrica Volta Grande en noviembre de 2017 pudimos parcialmente compensar la menor generación de la central hidroeléctrica Cachoeira. En el caso de las operaciones comerciales de Volta Grande, un 70% de su generación es vendida a través de un sistema de cuotas con un ingreso mensual fijo y el 30% restante es vendido en el mercado libre a través del MRE, tal como lo hace Cachoeira. En el año 2017, la sequía afectó a todos los generadores hidroeléctricos que participaban en el MRE, lo que se tradujo en un alza de los precios en el mercado *spot* de aproximadamente 300 reales por MWh y en un mayor despacho de las centrales termoeléctricas. En el año 2016, las condiciones hidrológicas en la mayor parte del país fueron mejores en comparación con las de años anteriores, por lo que los precios en el mercado *spot* fueron más bajos y la mayoría de los generadores hidroeléctricos pudieron cubrir la energía garantizada, o energía firme máxima, que es la electricidad que una central hidroeléctrica es capaz de suministrar en forma continua durante un año, con malas condiciones hidrológicas en el largo plazo y a precios más bajos. En el año 2015, la sequía afectó a todos los generadores hidroeléctricos que participaban en el MRE y el sistema hidroeléctrico general no fue capaz de cubrir la energía garantizada. Fortaleza es una central termoeléctrica y sus resultados dependen fundamentalmente de su generación térmica, sus costos de generación, sus costos de compra de energía y su política comercial.

En Colombia, durante el año 2017, las condiciones hidrológicas de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas de Emgesa fueron más favorables que en el año 2016, principalmente como resultado de los mejores aportes de agua de los ríos Betania y Bogotá, que superaron el promedio histórico. Debido a ello, durante el año 2017, el precio *spot* promedio de la energía fue de US$ 106 por KWh, monto que es aproximadamente un 64% menor que el precio *spot* promedio del año 2016. Las condiciones hidrológicas durante el año 2016 fueron más favorables que en el año 2015, aunque en ambos años sus registros fueron inferiores a la media histórica. El primer semestre del año 2016 y todo el año 2015 se vieron influenciados por el fenómeno de El Niño, que dio lugar a condiciones de sequía en todo el sistema, con precios *spot* muy altos. Sin embargo, las condiciones hidrológicas que afectaron nuestra central hidroeléctrica Guavio durante dicho período fueron mejores que la media histórica, por lo que, junto con la puesta en marcha de la central hidroeléctrica El Quimbo en noviembre de 2015, Emgesa pudo compensar la menor generación hidroeléctrica de sus otras centrales hidroeléctricas afectadas por la sequía.

Entre enero y julio de 2017, las condiciones hidrológicas en Perú fueron mejores que las del año 2016 gracias a la presencia del fenómeno de El Niño Costero, que dio lugar a intensas precipitaciones y permitió que el nivel hidrológico de la cuenca del río Rímac fuera aproximadamente un 50% mayor que la media histórica. Las cuencas de los ríos Tarma y Tulumayo se vieron menos afectadas por este fenómeno, pero tuvieron de todas formas un mejor comportamiento en comparación con las medias históricas. Durante el resto del año, los niveles de los tres ríos estuvieron más cerca de sus medias históricas; sin embargo, en los últimos dos meses del año 2017, los niveles de estos tres ríos estuvieron por debajo de sus medias históricas. En el año 2016, las condiciones hidrológicas fueron peores que la media histórica, con cierto déficit de precipitaciones, especialmente hacia fines de año. Además, debido a una desaceleración en la tasa de crecimiento económico y a retrasos en proyectos mineros se produjo una sobreoferta de electricidad, que hizo caer los precios

de venta y aumentar los costos operacionales porque la sequía fue más severa en el año 2016 que en el año 2015. Hasta el 1º de octubre de 2017, los precios *spot* se calcularon en base a las restricciones de gas y transmisión, con un precio máximo de US$ 95/MWh (conocido como "costo marginal ideal"). En los últimos años, el costo marginal ideal ha sido muy similar al costo real y no ha tenido un efecto relevante. Actualmente, el costo marginal no tiene límite y puede eventualmente aumentar en ciertas épocas del año, predominantemente entre los meses de junio y diciembre, debido fundamentalmente a las condiciones hidrológicas. Enel Generación Piura es una central termoeléctrica y sus resultados dependen principalmente de su generación, sus costos de generación, sus costos de compra de energía y su política comercial.

b. Negocio de distribución

Nuestro negocio de distribución de electricidad se realiza en Argentina a través de Edesur; en Brasil, a través de Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Goiás; en Colombia, a través de Codensa; y en Perú, a través de Enel Distribución Perú. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, las ventas de electricidad aumentaron en un 18,5% en comparación con el ejercicio 2016, con un total de 74.337 GWh, fundamentalmente debido a la adquisición y consolidación de Enel Distribución Goiás. Actualmente, nuestras empresas distribuidoras atienden importantes ciudades sudamericanas, suministrando electricidad a más de 17 millones de clientes. Estas empresas enfrentan una creciente demanda de electricidad, en parte debido al crecimiento demográfico y en parte debido a un mayor consumo, lo cual requiere continuas inversiones.

Los ingresos por concepto de distribución provienen principalmente de la reventa de la electricidad que se compra a empresas generadoras. Los ingresos asociados con la distribución incluyen la recuperación del costo de la electricidad comprada y los ingresos resultantes del Valor Agregado de Distribución, el cual está asociado con la recuperación de los costos y el retorno sobre las inversiones efectuadas en activos de distribución, más las pérdidas físicas de energía permitidas por el regulador. Otros ingresos provenientes de nuestros servicios de distribución corresponden a los cargos por nuevas conexiones y al mantenimiento y arriendo de medidores, entre otros; no obstante, en períodos recientes, también incluyen ingresos provenientes de alumbrado público, proyectos de infraestructura asociados principalmente con desarrollos inmobiliarios y soluciones energéticas eficientes, incluidos equipos de aire acondicionado, luces LED y otros.

Si bien los ingresos de estas otras fuentes han aumentado, el negocio principal continúa siendo el de distribución de energía a precios regulados. En consecuencia, el marco regulador tiene un efecto sustancial en los resultados de nuestro negocio de distribución, especialmente cuando las medidas adoptadas por las autoridades gubernamentales definen o intervienen las tarifas directamente reguladas de los clientes, o afectan el precio al cual las empresas distribuidoras pueden comprar su energía. Nuestra capacidad de comprar electricidad depende en gran medida de la disponibilidad de generación y, en un menor grado, de la regulación. Además, estamos centrados en disminuir las pérdidas físicas, fundamentalmente las derivadas de conexiones ilegales, especialmente en Brasil y Argentina, y en mejorar nuestros índices de recaudación y nuestra eficiencia, principalmente a través de la implementación de nuevas tecnologías de automatización.

c. Acontecimientos regulatorios seleccionados

El marco regulador que rige nuestros negocios en los países en los que operamos tiene un efecto esencial sobre nuestros resultados operacionales. En particular, los reguladores fijan (i) los precios de la energía en el negocio de generación, tomando en consideración factores tales como los costos de los combustibles, los niveles de los embalses, los tipos de cambio, las futuras inversiones en capacidad instalada y el crecimiento de la demanda; y (ii) las tarifas de distribución, tomando en cuenta los costos de las compras de energía pagados por las empresas de distribución (los cuales son traspasados por las empresas de distribución a sus clientes) y el Valor Agregado de Distribución; todo ello con el objeto de reflejar las inversiones efectuadas y los costos operacionales incurridos por las empresas de distribución y generación, y permitirles a nuestras empresas obtener un nivel de retorno regulado sobre sus inversiones y garantizar la calidad y confiabilidad del servicio. Las ganancias de nuestras filiales eléctricas son determinadas en gran medida por los reguladores, fundamentalmente a través del proceso de fijación de tarifas. En Argentina, la Secretaría de Energía publicó la Resolución Nº 19/2017, la cual fijó un nuevo sistema de remuneración para las empresas generadoras existentes. La resolución definió una remuneración mínima por potencia, por tecnología y escala. Los valores de la nueva remuneración establecidos en la Resolución Nº 19/2017 están denominados en dólares estadounidenses y serán convertidos a pesos argentinos al tipo de cambio publicado por el Banco Central de Argentina.

En general, nuestras empresas de distribución están sujetas a ajustes tarifarios anuales y a procesos de fijación de tarifas integrales, o revisiones tarifarias, que se efectúan de acuerdo con los calendarios definidos por los reguladores de cada país. En Argentina, durante el año 2017, el ENRE publicó varias resoluciones que actualizaron las tarifas de distribución. En Brasil, el próximo proceso de fijación tarifaria integral para Enel Distribución Ceará se realizará en el año 2019 y para Enel Distribución Goiás, en octubre de 2018, mientras que el proceso de fijación de tarifas para Enel Distribución Río finalizó en marzo de 2018, con un 21% de aumento para los clientes finales. En Colombia, la CREG aprobó en enero de 2018 una nueva metodología para determinar la remuneración de las empresas de distribución de electricidad, pero las tarifas de Codensa están todavía en proceso de revisión y se espera que serán dadas a conocer durante el transcurso del año 2018. Según las proyecciones, las tarifas de Enel Distribución Perú serán revisadas en octubre de 2018.

Cada una de estas revisiones es única y presenta desafíos específicos, porque las revisiones tarifarias apuntan a reflejar las eficiencias de distribución y las economías de escala basadas en el crecimiento económico.

Para obtener mayor información sobre el marco regulador argentino o los marcos reguladores de los países en los cuales operamos, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Sinopsis comercial — Marco regulador de la industria eléctrica".

d. Condiciones económicas

Las condiciones macroeconómicas, tales como el crecimiento económico o los períodos de recesión, los cambios en los niveles de empleo y la inflación o deflación en los países en los que operamos, pueden tener un efecto significativo sobre nuestros resultados operacionales. La variación de la moneda local frente al dólar puede afectar nuestros resultados operacionales, como también nuestros activos y pasivos. Por ejemplo, una devaluación de la moneda local frente al dólar estadounidense aumenta el costo de los planes de inversión de capital y el costo del servicio de la deuda denominada en dólares. Para obtener información adicional, véase el "Ítem 3. Información esencial — D. Factores de riesgo — Las fluctuaciones económicas en Sudamérica pueden afectar nuestras operaciones y nuestra situación financiera, así como el valor de nuestros títulos" y "— Los riesgos cambiarios pueden afectar adversamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de ADS".

Tipos de cambio de las monedas locales

Las variaciones en la paridad del dólar estadounidense y la moneda local de cada uno de los países en los cuales operamos pueden afectar nuestros resultados operacionales y situación financiera general. El impacto dependerá del nivel al cual las tarifas estén vinculadas al dólar, de los activos y pasivos denominados en dólares, y también de la conversión de los estados financieros de nuestras filiales extranjeras para fines de conversión a la moneda de presentación, que es el dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2017, nuestra deuda consolidada ascendía a US$ 5.039 millones; de este monto, un 26% se encontraba denominado en dólares, un 40% en pesos colombianos, un 24% en reales brasileños, un 9% en soles peruanos, un 1% en pesos chilenos (incluida la deuda denominada en UF, unidad monetaria chilena indexada a la inflación) y ninguna parte de él se encontraba denominada en pesos argentinos.

La tabla siguiente muestra los tipos de cambio de cierre y promedio con respecto al dólar estadounidense correspondientes a los años indicados:

	Tipos de cambio de monedas locales respecto al dólar					
	2017		2016		2015	
	Promedio	Cierre	Promedio	Cierre	Promedio	Cierre
Argentina (pesos argentinos por dólar)	16,59	18,65	14,76	15,89	9,25	13,04
Brasil (reales brasileños por dólar)	3,19	3,31	3,48	3,26	3,34	3,90
Colombia (pesos colombianos por dólar)	2.953,19	2.984	3.050,79	3.001	2.748	3.149
Perú (soles peruanos por dólar)	3,26	3,24	3,37	3,36	3,18	3,41
Chile (pesos chilenos por dólar)	648,51	614,75	676,19	669,47	654,66	710,16

Fuente: Bancos Centrales de los respectivos países.

La siguiente tabla muestra el efecto reconocido como "Ganancias (pérdidas) por conversión de monedas" en nuestros estados consolidados de resultados integrales con motivo de la conversión de los estados financieros de nuestras filiales extranjeras para fines de consolidación a la moneda de presentación, que es el peso chileno:

	Ganancias (pérdidas) por conversión de monedas		
	2017	2016	2015
	En millones de US$		
Argentina	(68.925)	(89.310)	(117.931)
Colombia	9.240	6.656	(245.199)
Brasil	(100.485)	364.926	(654.721)
Perú	58.964	(68.009)	36.174
Chile	5.705	624	(2.861)
Total	**(95.501)**	**214.887**	**(984.538)**

Los estados financieros de empresas extranjeras cuyas monedas funcionales son distintas del dólar son convertidos de la siguiente forma: (i) para los activos y pasivo, se usa el tipo de cambio vigente a la fecha de cierre de los estados financieros; (ii) para las partidas del estado integral de resultados, se usa el tipo de cambio promedio del período; (iii) para el capital, se usa el tipo de cambio histórico

vigente a la fecha de adquisición o contribución; y (iv) para las utilidades retenidas, se usa el tipo de cambio promedio vigente a la fecha de originación.

El cálculo de la apreciación o devaluación de las monedas extranjeras respecto del dólar en un período determinado con respecto al período anterior se hace calculando el porcentaje de variación de los valores recíprocos de las monedas locales equivalentes a un dólar al final del período precedente y al final del período respecto del cual se hace el cálculo. Es una medida del cambio porcentual en dos períodos del monto en moneda extranjera requerido para convertirlo en un dólar. Un cambio porcentual positivo significa que la moneda extranjera se apreció frente al dólar. Un cambio porcentual negativo significa que la moneda extranjera se devaluó frente al dólar.

La siguiente tabla muestra la devaluación o apreciación de las monedas locales frente al dólar durante el ejercicio 2017 en comparación con el ejercicio 2016 y durante el ejercicio 2016 en comparación con el ejercicio 2015:

	Apreciación (devaluación) por dólar (en %)			
	2017/2016		2016/2015	
	Promedio	Al cierre	Promedio	Al cierre
Pesos argentinos	(11,0)	(14,8)	(37,3)	(17,9)
Reales brasileños	9,1	(1,5)	(4,0)	19,6
Pesos colombianos	3,3	0,6	(9,9)	4,9
Soles peruanos	3,3	3,7	(5,6)	1,5

En el análisis de los resultados operacionales incluido más adelante se indican y explican los impactos importantes de las apreciaciones o devaluaciones.

e. Políticas contables fundamentales

Se definen como políticas contables fundamentales aquellas que reflejan juicios e incertidumbres significativas que eventualmente podrían modificar en forma importante los resultados bajo distintas suposiciones y condiciones. Creemos que nuestras políticas contables más fundamentales, en lo que se refiere a la preparación de nuestros estados financieros consolidados según las NIIF, son las descritas a continuación.

Los detalles de las políticas contables y métodos usados para preparar los estados financieros consolidados se encuentran en las Notas 2, 3 y 4 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Pérdida de valor de los activos de larga vida

Durante el ejercicio, y especialmente al término del ejercicio, evaluamos la existencia de cualquier indicio de pérdida de valor de los activos. En caso de existir dicho indicio, procedemos a estimar el monto recuperable de ese activo para determinar, si correspondiese, el monto del deterioro. En el caso de los activos identificables que no generan flujos de caja en forma independiente, estimamos la eventual recuperación de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo, la cual corresponde al grupo de activos identificables más pequeño que genera ingresos de caja independientes.

No obstante lo indicado en el párrafo precedente, en el caso de aquellas unidades generadoras de efectivo a las cuales se han asignado activos intangibles con una vida útil indefinida o una plusvalía, realizamos habitualmente un análisis de recuperación al término de cada período.

El monto recuperable corresponde al mayor de los siguientes valores: (i) el valor justo, menos el costo de venta del activo; y (ii) el valor en uso. El "valor en uso" se define como el valor presente de los futuros flujos de caja proyectados. Para calcular el valor recuperable de las propiedades, centrales y equipos, de la plusvalía y de los activos intangibles que forman parte de una unidad generadora de efectivo, usamos los criterios de valor en uso en casi todos los casos.

Para estimar el valor en uso, preparamos proyecciones sobre los futuros flujos de caja antes de impuestos, basados en los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de ingresos y costos preparadas por la administración en relación con las unidades generadoras de efectivo, basándonos en las proyecciones del sector, la experiencia pasada y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren un período que corresponde a los siguientes cinco años, estimando los flujos de caja de los subsiguientes cinco años sobre la base de la aplicación de índices de crecimiento razonables, entre 2,5% y 11%, y un índice de

crecimiento único para todo el período proyectado que coincide con los índices de crecimiento promedio de largo plazo estimados para el sector eléctrico.

Estos flujos de caja son descontados a una determinada tasa antes de impuestos para calcular su valor presente. Esta tasa refleja el costo del capital del negocio y el área geográfica en la que se realiza el negocio. La tasa de descuento se calcula tomando en cuenta el valor actual del dinero y las primas de riesgo generalmente usadas por los participantes del mercado para la actividad comercial específica.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos aplicadas en los ejercicios 2017, 2016 y 2015 son las siguientes:

		Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
		2017		2016		2015	
País	Moneda	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
				(en %)			
Argentina	Peso argentino	25,5	39,6	29,8	40,6	32,7	39,4
Brasil	Real brasileño	9,7	21,1	11,0	21,8	11,1	21,1
Colombia	Peso colombiano	8,7	11,0	10,0	10,7	8,5	15.1
Perú	Sol peruano	7,7	11,1	7,2	11,5	7,3	13,5

Si el monto recuperable es inferior al valor contable neto de la unidad generadora de efectivo, reconocemos una reserva por pérdida de valor por la diferencia, la cual es imputada a “Reversión de pérdida de valor (pérdida por deterioro) reconocida en los resultados” del estado consolidado de resultados integrales.

Las pérdidas de valor reconocidas respecto de un activo en períodos anteriores son revertidas cuando cambia su monto recuperable estimado, aumentando el valor del activo con un crédito a las ganancias hasta por el valor contable del activo si no se hubiese efectuado un ajuste. Los ajustes por pérdida de valor de la plusvalía no pueden ser revertidos.

Litigios y contingencias

Actualmente somos parte de ciertos procedimientos legales y tributarios. Tal como se indica en la Nota 23 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017, hemos estimado que el probable desembolso de recursos para resolver estas reclamaciones asciende a US$ 828,5 millones. Esta estimación se basó en las consultas efectuadas a los asesores legales y tributarios encargados de nuestra defensa y en un análisis de los probables resultados, que suponen una combinación de estrategias de litigio y conciliación.

Cobertura de ingresos directamente asociados con el dólar estadounidense

Hemos establecido la política de cubrir aquella porción de nuestros ingresos que está directamente asociada con el dólar estadounidense, mediante la obtención de financiamientos en dólares estadounidenses. Dichos ingresos son generados por algunas de nuestras filiales que tienen una moneda funcional distinta del dólar estadounidense. Las diferencias por tipo de cambio relacionadas con esta deuda, por tratarse de transacciones de cobertura de flujo de caja, son imputadas netas de impuestos a una cuenta de reserva de capital que forma parte de "Otros Ingresos Integrales" y contabilizadas como ingresos durante el período en el que son realizadas las coberturas de flujo de caja. Este período se ha estimado en diez años.

Esta política refleja un análisis detallado de nuestros futuros ingresos en dólares estadounidenses. Dicho análisis podría cambiar en el futuro si se promulgaran nuevas normativas eléctricas que limitaran el monto de los flujos de caja asociados con el dólar estadounidense.

Obligaciones por concepto de pensiones y beneficios posteriores al cese del empleo

Contamos con distintos planes de beneficios definidos para nuestros empleados. Según estos planes, pagamos beneficios a los empleados que jubilan y usamos fórmulas basadas en los años de servicio y las remuneraciones de los empleados. También ofrecemos ciertos beneficios adicionales a empleados jubilados específicos.

Las obligaciones por concepto de pensiones y beneficios posteriores el cese del empleo reflejan nuestra mejor estimación sobre el costo futuro del cumplimiento de estas obligaciones en virtud de estos planes. La contabilidad aplicada a estos planes de beneficios definidos involucra cálculos actuariales que contienen suposiciones claves, tales como la rotación de personal, las expectativas de vida, la edad de jubilación, las tasas de descuento, el futuro nivel de las remuneraciones y beneficios de los empleados, el índice de siniestralidad en los planes médicos y los futuros costos médicos. Estas suposiciones cambian a medida que cambian las condiciones

económicas y de mercado, y todo cambio en estas suposiciones podría afectar en forma importante los resultados operacionales reportados.

El efecto de un aumento de un uno por ciento en la tasa de descuento usada para determinar el valor presente de los beneficios posteriores al cese del empleo definidos resultaría en una disminución de las obligaciones de US$ 88,4 millones, US$ 70,3 millones y US$ 45,9 millones al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente; y el efecto de una disminución de un uno por ciento en la tasa de descuento usada para determinar el valor presente de los beneficios posteriores al cese del empleo definidos resultaría en un aumento de las obligaciones de US$ 105,3 millones, US$ 82,3 millones y US$ 53,6 millones al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

Cambio en la moneda funcional y de información para fines de información financiera

Revisamos nuestra moneda funcional de acuerdo con las NIIF. Concluimos que, a raíz de la Reorganización 2016, el entorno económico en el que operamos sufrió un cambio y actualmente nuestros ingresos y egresos de caja están denominados principalmente en dólares estadounidenses. Por lo tanto, cambiamos nuestra moneda funcional y de información de pesos chilenos a dólares estadounidenses a partir del 1º de enero de 2017. Esta conclusión fue analizada y aprobada por el Directorio en la sesión celebrada el 28 de octubre de 2016 y ratificada en la JEA celebrada el 27 de abril de 2017.

Véase la Nota 3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Pronunciamientos contables recientes

Véase la Nota 2.2 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados para obtener información adicional acerca de recientes pronunciamientos de contabilidad.

2. Análisis de los resultados operacionales de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016

Ingresos de operaciones corrientes

Negocio de generación y transmisión

La tabla siguiente muestra las ventas de electricidad de nuestras filiales y las variaciones correspondientes respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ventas de electricidad durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	**2016**	**Variación**	**Variación**
		(en GWh)		**(en %)**
Costanera (Argentina)	7.852	5.713	2.140	37,5
El Chocón (Argentina)	2.055	2.574	(520)	(20,2)
Dock Sud (Argentina)	4.945	5.025	(80)	(1,6)
Cachoeira Dourada (Brasil)	9.526	6.399	3.127	48,9
Fortaleza (Brasil)	2.923	3.049	(125)	(4,1)
Volta Grande (Brasil)	137	—	137	n.a.
Emgesa (Colombia)	18.156	18.015	141	0,8
Enel Generación Perú (Perú)	9.817	9.091	726	8,0
Enel Generación Piura (Perú)	640	709	(69)	(9,7)
Total	**56.051**	**50.575**	**5.476**	**10,8**

Negocio de distribución

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras filiales, por país, y sus correspondientes variaciones respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ventas de electricidad durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(en GWh)			(en %)
Edesur (Argentina)	17.736	18.493	(757)	(4,1)
Enel Distribución Río (Brasil)	11.091	11.181	(90)	(0,8)
Enel Distribución Ceará (Brasil)	11.522	11.628	(107)	(0,9)
Enel Distribución Goiás (Brasil)	12.264	—	12.264	n.a.
Codensa (Colombia)	13.790	13.632	158	1,2
Enel Distribución Perú (Perú)	7.934	7.782	152	2,0
Total	**74.337**	**62.716**	**11.621**	**18,5**

La tabla siguiente muestra los ingresos procedentes de las operaciones corrientes, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(en millones de US$)			(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**300**	**307**	**(7)**	**(2,4)**
Costanera	152	137	15	11,2
El Chocón	58	42	17	40,0
Dock Sud	88	128	(40)	(31,0)
Otro	1	1	0,3	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**830**	**572**	**257**	**44,9**
Cachoeira Dourada	503	285	218	76,3
Fortaleza	261	236	26	10,8
Cien	89	77	12	15,0
Volta Grande	9	—	9	n.a.
Otro	(32)	(26)	(6)	23,9
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**1.160**	**1.152**	**8**	**0,7**
Emgesa	1.160	1.152	8	0,7
Negocio de generación y transmisión en Perú	**730**	**679**	**52**	**7,6**
Enel Generación Perú	647	587	60	10,3
Enel Generación Piura	88	96	(8)	(8,3)
Otro	(3)	(4)	1	(26,9)
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**3.020**	**2.710**	**310**	**11,4**
Negocio de distribución en Argentina	**1.277**	**982**	**295**	**30,0**
Edesur	1.277	982	295	30,0
Negocio de distribución en Brasil	**4.651**	**2.491**	**2.161**	**86,8**
Enel Distribución Río	1.662	1.301	361	27,8
Enel Distribución Ceará	1.453	1.190	263	22,1
Enel Distribución Goiás	1.536	—	1.536	n.a.
Negocio de distribución en Colombia	**1.543**	**1.366**	**177**	**12,9**
Codensa	1.543	1.366	177	12,9
Negocio de distribución de Perú	**884**	**865**	**19**	**2,2**
Enel Distribución Perú	884	865	19	2,2
Total negocio de distribución por segmento reportable	**8.355**	**5.705**	**2.651**	**46,5**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	(835)	(729)	(106)	14,6
Total ingresos	**10.540**	**7.686**	**2.854**	**37,1**

Negocio de generación y transmisión: ingresos procedentes de operaciones corrientes

En Argentina, los ingresos de Costanera aumentaron en el año 2017, principalmente debido a (i) mayores ingresos por concepto de energía de US$ 94 millones atribuibles (a) a las mayores ventas físicas de 2.140 GWh, o 37,5%, en comparación con el año 2016, que contribuyeron US$ 31 millones, y (b) a un aumento de US$ 69 millones en la remuneración por concepto de tarifas, debido a la nueva Resolución Nº 19/2017 aplicada a partir de febrero de 2017; y (ii) los ingresos de US$ 8 millones reconocidos de la indemnización pagada por la aseguradora en relación con las reclamaciones por maquinaria. Esto se vio contrarrestado por (i) menores ingresos de US$ 78 millones, que se debieron al menor grado de avance en el año 2017, en comparación con el año 2016, en los contratos de disponibilidad de unidades turbo vapor firmados con el Ministerio de Energía Eléctrica, debido a que los proyectos se encuentran en las etapas finales de construcción; y (ii) la devaluación en un 12% del peso argentino frente al dólar estadounidense, que se tradujo en menores ingresos de US$ 15 millones.

Los ingresos de El Chocón aumentaron en el año 2017, a pesar de la menor generación, debido fundamentalmente al aumento de US$ 23 millones en la remuneración por concepto de tarifas asociada con la nueva resolución aplicable a partir de febrero de 2017, los cuales se vieron contrarrestados por (i) una disminución de US$ 2 millones en las ventas contratadas, que se debió a las menores ventas de energía de 520 GWh, o 20%, resultantes de una menor generación hidroeléctrica por la menor disponibilidad de agua; y (ii) US$ 5 millones atribuibles a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense, que se tradujo en menores ingresos de US$ 5 millones.

En el año 2017, los ingresos de Dock Sud disminuyeron debido primordialmente a una disminución de US$ 102 millones en otros servicios, como consecuencia de los menores reconocimientos de combustible por parte de CAMMESA en relación con el año 2016, y los menores ingresos de US$ 14 millones atribuibles a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense. Estas disminuciones se vieron compensadas por un aumento de US$ 76 millones atribuible a las tarifas más altas aplicadas con motivo de la nueva resolución.

En Brasil, los ingresos de Cachoeira Dourada aumentaron en el año 2017, a pesar de la menor generación, debido principalmente al aumento de US$ 187 millones generados por las mayores ventas de energía de 3.127 GWh efectuadas predominantemente a los clientes no regulados como consecuencia de la mayor demanda del mercado, la cual fue fundamentalmente cubierta con compras de energía a otros generadores; y a un aumento de US$ 26 millones atribuible a la apreciación en un 8% del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Además, Cachoeira Dourada recibió US$ 5 millones por compensación de contratos de energía con arreglo al MRE.

Los ingresos de Fortaleza aumentaron en el año 2017 debido mayoritariamente al aumento de US$ 21 millones en ventas de energía como consecuencia de un aumento de US$ 20 millones resultante de la apreciación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense y del aumento de US$ 1 millón resultante de los mejores precios promedio de venta a los distribuidores debido a la actualización de las tarifas. También hubo un aumento de US$ 5 millones resultante del reconocimiento de un incentivo fiscal, denominado Provin, que corresponde a un programa de desarrollo e incentivo industrial.

Los ingresos de Cien aumentaron en el año 2017 principalmente debido a los US$ 7 millones relacionados con la apreciación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense y a los mayores ingresos regulados de US$ 5 millones.

En el año 2017, los ingresos de Volta Grande aportaron US$ 9 millones, provenientes de las ventas de 137 GWh de energía durante diciembre de 2017. No hubo aporte a los ingresos en el año 2016 de parte de Volta Grande, debido a que sólo comenzamos a consolidar Volta Grande después de su adquisición el 30 de noviembre de 2017.

En Colombia, los ingresos de Emgesa aumentaron en el año 2017 y se mantuvieron relativamente estables en comparación con el año 2016. Los ingresos provenientes de las ventas de energía aumentaron en US$ 4 millones debido principalmente al aumento de US$ 37 millones atribuible al 3% de apreciación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense, y a las mayores ventas de energía de 141 MW, que aportaron US$ 21 millones. Este aumento se vio casi totalmente contrarrestado por los menores ingresos de US$ 42 millones resultantes de los menores precios promedio de venta y un menor ingreso de US$ 12 millones por concepto de los beneficios relacionados con la generación termoeléctrica en el año 2016. Además, recibimos US$ 4 millones por ventas de un mayor volumen de gas.

En Perú, los ingresos de Enel Generación Perú aumentaron en el año 2017, a pesar de la menor generación. Este aumento en los ingresos se explica en gran parte por (i) los ingresos no recurrentes, tales como las indemnizaciones de US$ 29 millones pagadas por las emergencias climáticas sufridas y de US$ 1 millón por concepto de lucro cesante, principalmente en relación con nuestras centrales hidroeléctricas Callahuanca (81 MW) y Moyopampa (69 MW); (ii) un aumento de US$ 26 millones en peajes, atribuible a los nuevos clientes regulados; y (iii) los US$ 20 millones generados por la apreciación en un 3% del sol peruano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior se vio contrarrestado por US$ 26 millones en menores ventas de energía, a pesar de las mayores ventas

físicas de 726 GWh, que se explican por (i) los US$ 14 millones relacionados con los menores precios promedio de venta debido a la caída en los costos marginales, resultantes, en parte, de la sobreoferta en el sistema y la mejor hidrología; y (ii) las menores ventas de energía y potencia en el mercado regulado de US$ 8 millones.

Los ingresos de Enel Generación Piura disminuyeron en el año 2017 primordialmente debido a (i) una disminución de US$ 15 millones atribuible a la menores ventas de 69 GWh a raíz de la menor demanda; (ii) una disminución de US$ 3 millones debido a los menores precios promedio de venta resultantes de la caída de los costos marginales; y (iii) las menores ventas de gas de US$ 4 millones, debido a la menor producción. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas con un aumento de US$ 11 millones provenientes de mayores pagos por concepto de peajes de parte de los clientes no regulados y con un aumento de US$ 2 millones debido a la apreciación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

Negocio de distribución: ingresos procedentes de operaciones corrientes

En Argentina, los ingresos de Edesur aumentaron en el año 2017 principalmente debido a un aumento de US$ 474 millones atribuible a los mayores ingresos por energía relacionados con las nuevas tarifas de Edesur vigentes desde el 1º de febrero de 2017, y a la indemnización de US$ 13 millones pagada por la aseguradora debido a las emergencias climáticas sufridas en diciembre de 2013. Lo anterior se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US$ 105 millones resultante de la devaluación del peso argentino en relación con el dólar y de US$ 63 millones correspondientes a menores ventas de energía de 757 GWh.

En Brasil, los ingresos de Enel Distribución Río aumentaron en el año 2017 debido fundamentalmente a (i) un aumento de US$ 250 millones resultante del alza en las tarifas; (ii) un aumento de US$ 118 millones debido a la apreciación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense; (iii) un aumento de US$ 69 millones por concepto de peajes y transmisión; y (iv) US$ 22 millones correspondientes a acuerdos de construcción relacionados con la concesión (CINIIF 12). Este aumento se vio parcialmente contrarrestado por un disminución en las ventas físicas de 90 GWh, equivalentes a US$ 94 millones.

Los ingresos de Enel Distribución Ceará también aumentaron en el año 2017 debido a (i) un aumento de US$ 143 millones atribuible al mayor ingreso percibido con motivo del alza en las tarifas; (ii) un aumento de US$ 109 millones debido a la apreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense; y (iii) un aumento de US$ 57 millones correspondiente a acuerdos de construcción relacionados con la concesión (CINIIF 12). Lo anterior se vio parcialmente contrarrestado por (i) una disminución de US$ 41 millones debido al reconocimiento de las banderas tarifarias (véase l "Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Sinopsis comercial — Marco regulador de la industria eléctrica — Marco regulador de la industria eléctrica brasileña — Regulación de las empresas de distribución — Ingresos por banderas tarifarias"); y (ii) una disminución de US$ 16 millones debido a menores ventas físicas de 106 GWh.

Los ingresos de Enel Distribución Goiás contribuyeron US$ 1.536 millones a nuestros ingresos consolidados como resultado de la adquisición y consolidación por parte nuestra de la empresa a partir del 14 de febrero de 2017. Los ingresos de Enel Distribución Goiás consistieron principalmente en (i) US$ 1.178 millones provenientes de las ventas de energía, equivalentes a 12.264 GWh; (ii) otros ingresos de US$ 256 millones correspondientes a los ingresos provenientes de acuerdos de construcción relacionados con la concesión (CINIIF 12), ascendentes a US$ 239 millones, y US$ 17 millones por concepto de multas y sanciones reglamentarias, respectivamente; y (iii) US$ 71 millones correspondientes a ingresos por concepto de peajes y transmisión.

En Colombia, los ingresos de Codensa aumentaron en el año 2017 debido principalmente a (i) un aumento de US$ 81 millones relacionado con mayores ventas físicas de 158 GWh; (ii) un aumento de US$ 23 millones atribuible fundamentalmente al alza en las tarifas resultante del efecto de la inflación; (iii) un aumento de US$ 10 millones por concepto de otros servicios, tales como peajes y transmisión, debido al alza en las tarifas resultante de la inflación; (iv) un aumento de US$ 24 millones por arriendos de infraestructura, instalación de equipos y cargos por órdenes de cobranza; y (v) un aumento de US$ 45 millones correspondiente a la apreciación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Esto se vio contrarrestado por un menor reconocimiento de otros ingresos operacionales de US$ 6 millones, atribuibles a la adquisición de Cundinamarca en el año 2016.

En Perú, los ingresos de Enel Distribución Perú aumentaron en el año 2017 debido primordialmente a (i) un aumento de US$ 30 millones resultante de la apreciación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense; (ii) un aumento de US$ 4 millones relacionado con instalaciones de red; y (iii) un aumento de US$ 3 millones por concepto de los mayores peajes pagados por terceros. Estos aumentos se vieron parcialmente contrarrestados por una disminución en los precios promedio de venta de US$ 11 millones y una disminución de US$ 9 millones atribuible a la conversión de clientes de media tensión a clientes no regulados.

Costos operacionales consolidados de operaciones corrientes

Los costos operacionales consolidados de las operaciones corrientes consisten fundamentalmente en las compras de energía a terceros, el consumo de combustible, la depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, los costos de mantenimiento, los peajes pagados a las empresas de transmisión, los sueldos de los empleados, y los gastos de administración y ventas.

La siguiente tabla muestra los costos operacionales consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	**2016**	**Variación**	**Variación**
		(en millones de US$)		**(en %)**
Compras de energía	3.940	2.443	1.498	61,3
Consumo de combustible	229	362	(133)	(36,7)
Costos de transporte	634	394	240	60,9
Otras materias primas y combustibles	1.181	713	468	65,7
Otros gastos[(1)]	943	817	126	15,4
Gastos por beneficios para empleados y otros[(1)]	665	527	138	26,2
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro[(1)]	728	630	98	15,5
Total costos operacionales de operaciones corrientes	**8.321**	**5.886**	**2.435**	**41,4**

(1) Corresponde a los gastos de administración y ventas.

La tabla siguiente muestra el total de nuestros costos operacionales (excluidos los gastos de administración y ventas) de las operaciones corrientes, por segmentos reportables y segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
		(en millones de US$)		(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**25**	**88**	**(63)**	**(71,2)**
Costanera	9	8	1	12,9
El Chocón	7	5	2	44,0
Dock Sud	12	78	(66)	(84,6)
Otro	(2)	(3)	1	(19,7)
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**490**	**269**	**222**	**82,5**
Cachoeira Dourada	372	149	223	n.a.
Fortaleza	147	142	4	2,9
Cien	3	3	(0,3)	(9,4)
Volta Grande	1	—	1	n.a
Otro	(31)	(26)	(5)	20,9
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**396**	**434**	**(37)**	**(8,6)**
Emgesa	396	434	(37)	(8,6)
Negocio de generación y transmisión en Perú	**347**	**347**	**0,4**	**0,1**
Enel Generación Perú	314	310	4	1,3
Enel Generación Piura	38	42	(4)	(9,6)
Otro	(3,9)	(4,4)	0,5	(10,3)
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**1.259**	**1.137**	**122**	**10,7**
Negocio de distribución en Argentina	**740**	**449**	**292**	**65,0**
Edesur	740	449	292	65,0
Negocio de distribución en Brasil	**3.362**	**1.689**	**1.673**	**99,0**
Enel Distribución Río	1.206	895	311	34,8
Enel Distribución Ceará	1.022	794	228	28,7
Enel Distribución Goiás	1.133	—	1.133	n.a.
Negocio de distribución en Colombia	**873**	**787**	**85**	**10,8**
Codensa	873	787	85	10,8
Negocio de distribución en Perú	**583**	**585**	**(2)**	**(0,4)**
Enel Distribución Perú	583	585	(2)	(0,4)
Total negocio de distribución por segmento reportable	**5.557**	**3.510**	**2.047**	**58,3**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	(832)	(736)	(96)	13,1
Total costos operacionales (excluidos los gastos administración y ventas)	**5.985**	**3.912**	**2.073**	**53,0**

Negocio de generación y transmisión: costos operacionales de operaciones corrientes

En Argentina, los costos operacionales de Costanera y El Chocón se mantuvieron estables en comparación con el año 2016. En el caso de El Chocón, la variación se debió fundamentalmente a los mayores costos de transporte de US$ 1 millón y otros costos variables de US$ 1 millón.

Los costos operacionales de Dock Sud disminuyeron en el año 2017, lo que se debió fundamentalmente a una disminución de US$ 61 millones por concepto de un menor consumo de gas debido a que en el año 2017 CAMMESA negoció directamente con los distribuidores. La disminución también se debió a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense, lo que se tradujo en una disminución de costos de US$ 7 millones.

En Brasil, los costos operacionales de Cachoeira Dourada aumentaron en el año 2017, lo que se debió principalmente a un aumento de US$ 208 millones atribuible a las mayores ventas de energía a clientes no regulados y a un aumento de US$ 14 millones atribuible a la apreciación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los costos operacionales de Fortaleza se mantuvieron relativamente estables en comparación con el año 2016, debido fundamentalmente a un aumento de US$ 14 millones resultante de la apreciación del real brasileño en relación con el dólar

estadounidense, el que se vio parcialmente compensado por un menor consumo de combustible de US$ 10 millones, de los cuales US$ 7 millones se atribuyen a menores precios y US$ 3 millones a un menor consumo.

Los costos operacionales de Cien se mantuvieron estables en comparación con el año 2016 y los costos operacionales de Volta Grande ascendieron a US$ 0,8 millones como resultado de la generación de 137 GWh de energía durante diciembre de 2017.

En Colombia, los costos operacionales de Emgesa disminuyeron en el año 2017, lo que se debió primordialmente a (i) las menores compras de energía de US$ 36 millones, desglosados en US$ 62 millones correspondientes a menores precios promedio en el mercado *spot* (una reducción de CP$ 54/kWh) como consecuencia de la mejor hidrología del año 2017, que se vieron contrarrestados por US$ 26 millones relacionados con las mayores compras físicas de 344 GWh en el mercado *spot* como resultado de la levemente menor generación; y (ii) una disminución de US$ 42 millones en consumo de combustible, desglosados en US$ 46 millones debido a la menor generación termoeléctrica de las centrales Termozipa y Cartagena, contrarrestados por un aumento de US$ 4 millones resultante de los más altos precios promedio de venta. Estas disminuciones se vieron parcialmente contrarrestadas por (i) un aumento de US$ 18 millones en costos de transporte debido a la mayor generación en el sistema; (ii) un aumento de US$ 15 millones debido a la apreciación del peso colombiano frente al dólar estadounidense; y (iii) un aumento de US$ 8 millones en otros gastos variables de adquisición y servicios, atribuibles principalmente al alza en los impuestos asociados con la generación hidroeléctrica.

En Perú, los costos operacionales de Enel Generación Perú y Enel Generación Piura se mantuvieron relativamente estables en comparación con el año 2016. El aumento en los costos de Enel Generación Perú se debió fundamentalmente a la apreciación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense. La disminución en los costos de Enel Generación Piura es mayoritariamente atribuible a su menor consumo de combustible debido a su menor generación, la cual, a su vez, se debió a la mayor generación hidroeléctrica.

Negocio de distribución: costos operacionales de operaciones corrientes

En Argentina, los costos operacionales de Edesur aumentaron en el año 2017 debido fundamentalmente a un aumento de US$ 266 millones en sus costos por las mayores compras de energía, relacionados con ajustes por inflación de US$ 291 millones y un aumento de US$ 55 millones en multas por calidad de servicios impuestas por la ENRE, aumentos que fueron parcialmente compensados por una disminución en los costos de US$ 48 millones a raíz de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

En Brasil, los costos operacionales de Enel Distribución Río aumentaron en el año 2017 debido principalmente al aumento de US$ 236 millones en compras de energía y a los precios más altos asociados con los costos del riesgo hidrológico, junto con el aumento de US$ 82 millones en los costos debido a la apreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense.

Los costos operacionales de Enel Distribución Ceará aumentaron en el año 2017 principalmente a raíz de un aumento de US$ 125 millones en compras efectuadas en los mercados regulado y *spot* para cubrir el aumento en la demanda, un aumento de US$ 73 millones debido a la apreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense, un aumento de US$ 57 millones en costos de acuerdos de construcción relacionados con la concesión (CINIIF 12) y un aumento de US$ 36 millones en costos de transmisión de energía. Estos aumentos fueron parcialmente compensados con una disminución de US$ 53 millones debida a los menores precios de las tarifas industriales reguladas.

Los costos operacionales de Enel Distribución Goiás contribuyeron US$ 1.133 millones a nuestros costos operacionales consolidados y estuvieron fundamentalmente conformados por (i) US$ 796 millones en compras de energía para satisfacer la demanda; (ii) US$ 241 millones en costos de acuerdos de construcción relacionados con la concesión (CINIIF 12); y (iii) US$ 75 millones en costos de transporte.

En Colombia, los costos operacionales de Codensa aumentaron en el año 2017, lo que primordialmente se debió a (i) un aumento de US$ 52 millones en la compra de 272 GWh de energía en comparación con el año anterior, el que fue compensado con una disminución de US$ 27 millones en los costos, resultante de los menores precios promedio; (ii) un aumento de US$ 23 millones en costos de transporte debido al alza en los precios de transporte de energía de US$ 82 millones, el que se compensó con un menor uso de las redes de US$ 59 millones; (iii) un aumento de US$ 26 millones debido a la apreciación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense; y (iv) un aumento de US$ 3 millones atribuible al alza en los costos variables asociados con nuevos negocios.

En Perú, los costos operacionales de Enel Distribución Perú se mantuvieron estables en comparación con el año 2016, fundamentalmente a raíz de (i) una disminución de US$ 21 millones en compras de energía debido a los más bajos precios de compra de US$ 17 millones y a las menores compras físicas de US$ 4 millones; y (ii) los menores costos de materiales y servicios de reconexión complementarios de US$ 3 millones, los que se vieron parcialmente contrarrestados por un aumento de US$ 22 millones en los costos debido a la apreciación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

Gastos de administración y ventas de operaciones corrientes

Los gastos de administración y ventas están relacionados con los sueldos, las compensaciones, los gastos administrativos, la depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, y los materiales e insumos de oficina.

La siguiente tabla muestra los gastos de administración y ventas, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
		(en millones de US$)		(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**160**	**128**	**32**	**24,6**
Costanera	104	81	22	27,4
El Chocón	17	14	2	17,1
Dock Sud	37	30	7	21,9
Otro	2	2	0,2	7,7
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**78**	**64**	**13**	**20,8**
Cachoeira Dourada	24	19	4	23,1
Fortaleza	26	21	5	24,0
Cien	28	24	4	15,2
Volta Grande	0,3	—	0,3	n.a.
Otro	0,4	0,1	0,3	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**153**	**168**	**(15)**	**(9,2)**
Emgesa	153	168	(15)	(9,1)
Negocio de generación y transmisión en Perú	**154**	**161**	**(7)**	**(4,3)**
Enel Generación Perú	131	143	(11)	(7,9)
Enel Generación Piura	23	19	4	21,7
Otro	0,3	0,0	0,3	n.a.
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**544**	**521**	**23**	**4,3**
Negocio de distribución en Argentina	**385**	**392**	**(7)**	**(1,7)**
Edesur	385	392	(7)	(1,7)
Negocio de distribución en Brasil	**947**	**603**	**344**	**57,1**
Enel Distribución Río	346	366	(19)	(5,3)
Enel Distribución Ceará	239	237	2	0,9
Enel Distribución Goiás	362	—	362	n.a.
Negocio de distribución en Colombia	**259**	**215**	**44**	**20,4**
Codensa	259	215	44	20,4
Negocio de distribución en Perú	**126**	**116**	**10**	**8,8**
Enel Distribución Perú	126	116	10	8,6
Total negocio de distribución por segmento reportable	**1.718**	**1.326**	**392**	**29,5**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	74	127	(53)	(41,5)
Total gastos de administración y ventas	**2.336**	**1.974**	**361**	**18,3**

Los gastos de administración y ventas de operaciones corrientes aumentaron en el año 2017 en comparación con el año 2016, debido fundamentalmente a los aumentos en nuestro negocio de distribución. La siguiente es la explicación de las principales variaciones.

Negocio de generación y transmisión

En Argentina, los gastos de administración y ventas aumentaron en el año 2017, principalmente los de Costanera y Dock Sud. El aumento en los gastos de Costanera se debe fundamentalmente al aumento de US$ 14 millones resultante del mayor gasto por depreciación de las centrales de ciclo combinado de Siemens y Mitsubishi y al aumento de US$ 9 millones relacionado con las menores capitalizaciones de la fuerza laboral. El aumento en los gastos de Dock Sud se atribuye principalmente a un mayor gasto de US$ 5 millones en reparaciones de maquinaria y en mantenimiento.

En Brasil, los gastos de administración y ventas aumentaron en el año 2017. El aumento se debe principalmente a un aumento de U$ 5 millones en los gastos de depreciación de Fortaleza resultantes de las mayores capitalizaciones y a un aumento de US$ 8 millones atribuible a la apreciación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

En Colombia, los gastos de administración y ventas de Emgesa disminuyeron fundamentalmente a raíz de la pérdida de US$ 36 millones reconocida en el año 2016 por la provisión de deudas incobrables de Electrocaribe. Esta disminución se vio parcialmente contrarrestada por: (i) un aumento de US$ 10 millones en otros gastos, relacionado con el castigo de proyectos no rentables, tales como Campo Hermoso, Agua Clara y Guaicaramo; (ii) un aumento de US$ 6 millones en el gasto por depreciación debido a las mayores capitalizaciones de las instalaciones termoeléctricas; y (iii) un aumento de US$ 4 millones en los gastos de personal asociados con los mayores gastos por concepto de sueldos.

En Perú, los gastos de administración y ventas de Enel Generación Perú disminuyeron en el año 2017, fundamentalmente por una disminución de US$ 21 millones relacionada con el castigo del proyecto Curimbamba en junio de 2016, la que fue parcialmente compensada con un aumento de US$ 10 millones en pérdidas por deterioro de la central Callahuanca como consecuencia de la emergencia climática sufrida en marzo de 2017. Los gastos de administración y ventas de Enel Generación Piura aumentaron en US$ 4 millones, lo que se debió principalmente al aumento de US$ 3 millones en provisiones por deudas incobrables.

Negocio de distribución

En Argentina, a raíz de la normativa más favorable y los efectos de la recuperación de la economía sobre nuestro negocio, revertimos la pérdida por deterioro de Edesur contabilizada en el año 2011 debido al prolongado período de incertidumbre del sector eléctrico argentino y la ausencia de ajustes en las tarifas de distribución. El efecto de esta reversión fue una disminución de US$ 55 millones en nuestras pérdidas consolidadas por deterioro.

En Brasil, los gastos de administración y ventas aumentaron primordialmente a raíz de la incorporación de Enel Distribución Goiás, gastos que estaban conformados por la suma de US$ 151 millones en mayores costos por servicios de mantenimiento de las líneas y redes prestados por terceros y por US$ 108 millones en gastos de personal, incluidas la suma de US$ 51 millones para el establecimiento de las provisiones correspondientes al plan de retiro voluntario y la suma de US$ 84 millones correspondiente a gastos por depreciación. El impacto resultante de la adquisición de Enel Distribución Goiás se vio compensado por una disminución de US$ 19 millones en los gastos de Enel Distribución Ceará y una disminución de US$ 23 millones en los gastos de Enel Distribución Río, resultantes de las menores provisiones por deudas incobrables en comparación con el año 2016.

In Colombia, los gastos de administración y ventas de Codensa aumentaron en comparación con el año 2016 debido fundamentalmente a: (i) un mayor gasto por depreciación de US$ 14 millones resultante del incremento de subestaciones, líneas y redes; (ii) un aumento de US$ 14 millones en costos de servicios de mantenimiento de líneas y redes prestados por terceros; (iii) un aumento de US$ 7 millones en los costos relacionados con los servicios de cobranza y otros; y (iv) un aumento de US$ 3 millones en gastos de personal.

En Perú, los gastos de administración y ventas de Enel Distribución Perú aumentaron debido primordialmente a un aumento de US$ 6 millones relacionado con la apreciación del sol peruano frente al dólar estadounidense, un aumento de US$ 3 millones en los gastos por depreciación debido a las mayores capitalizaciones y un aumento de US$ 3 millones en deudas incobrables, los cuales fueron parcialmente compensados con una disminución de US$ 2 millones en gastos de personal debido a la menor fuerza laboral asociada con proyectos de inversión.

Resultados de explotación de operaciones corrientes

La siguiente tabla muestra nuestros resultados de explotación de operaciones corrientes, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(en millones de US$)			(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**115**	**91**	**24**	**26,3**
Costanera	40	48	(8)	(16,4)
El Chocón	55	23	32	n.a.
Dock Sud	39	19	20	n.a.
Otro	(19)	1	(20)	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**262**	**240**	**22**	**9,3**
Cachoeira Dourada	107	117	(10)	(8,2)
Fortaleza	89	72	16	22,5
Cien	58	50	8	16,3
Volta Grande	7	—	7	n.a.
Otro	7	(0,1)	7	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**611**	**550**	**61**	**11,0**
Emgesa	611	550	61	11,0
Negocio de generación y transmisión en Perú	**229**	**171**	**58**	**34,1**
Enel Generación Perú	201	135	67	49,5
Enel Generación Piura	27	36	(9)	(25,2)
Otro	0,4	(0,0)	0,4	n.a.
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**1.216**	**1.051**	**165**	**15,7**
Negocio de distribución en Argentina	**151**	**141**	**10**	**6,7**
Edesur	151	141	10	6,7
Negocio de distribución en Brasil	**342**	**198**	**144**	**72,5**
Enel Distribución Río	109	40	69	n.a.
Enel Distribución Ceará	191	158	33	21,0
Enel Distribución Goiás	42	—	42	n.a.
Negocio de distribución en Colombia	**412**	**364**	**47**	**13,0**
Codensa	412	364	47	13,0
Negocio de distribución en Perú	**174**	**164**	**10**	**6,0**
Enel Distribución Perú	174	164	10	6,0
Total negocio de distribución por segmento reportable	**1.079**	**868**	**211**	**24,3**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	(76)	(120)	44	(36,4)
Total ingresos operacionales	**2.219**	**1.800**	**419**	**23,3**

Negocio de generación y transmisión

En el año 2017 los resultados de explotación fueron mejores que en el año 2016 debido principalmente a los mejores resultados de Enel Generación Perú, Emgesa y El Chocón.

En Argentina, en febrero de 2017 se aplicó un nuevo régimen de remuneración, que conllevó un aumento en los resultados de explotación de El Chocón, a pesar de su menor generación. Dock Sud enfrentó una alta volatilidad en sus ingresos y costos operacionales, fundamentalmente porque CAMMESA estableció un traspaso de costos en el consumo de gas en el caso de los distribuidores, lo que resultó en un mayor ingreso operacional. Costanera experimentó una disminución en sus resultados de explotación debido a los mayores gastos de depreciación de sus centrales de ciclo combinado y gastos de la fuerza laboral, los que no se vieron compensados por el nuevo régimen de remuneración.

En Brasil, Cachoeira Dourada, para poder vender más energía a los clientes no regulados, compró energía a otros generadores a un mayor precio debido a la sequía, por lo que sus resultados de explotación disminuyeron. Los resultados de explotación de Fortaleza

fueron mejores debido fundamentalmente a la apreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense, junto con menores costos de combustibles. Cien aumentó sus resultados de explotación debido fundamentalmente a sus ingresos regulatorios. Además, la adquisición y consolidación de Volta Grande hacia fines del año 2017 contribuyeron a los resultados de explotación positivos.

En Colombia, los resultados de explotación de Emgesa aumentaron, pero sus ganancias se mantuvieron estables como consecuencia del menor nivel de compras de energía y consumo de combustible resultante de las mejores condiciones hidrológicas del año 2017 y al efecto único registrado en el año 2016 en relación con las cuentas incobrables.

Los resultados de explotación de Enel Generación Perú aumentaron debido a los ingresos no recurrentes relacionados con las emergencias climáticas, las ventas a clientes no regulados y la apreciación del sol peruano frente al dólar estadounidense, como también al castigo de un proyecto contabilizado en el año 2016. Lo anterior compensó las menores ventas de energía, a pesar de las mayores ventas físicas, relacionadas primordialmente con la disminución en los costos marginales del sistema.

Negocio de distribución

En el año 2017, los resultados de explotación aumentaron en un 24% en comparación con el año 2016 debido fundamentalmente a los mejores resultados de nuestras filiales brasileñas.

En Argentina, el nuevo régimen tarifario aplicado desde febrero de 2017 tuvo un efecto positivo sobre los resultados de explotación de Edesur.

En Brasil, los resultados de explotación de Enel Distribución Río y de Enel Distribución Ceará aumentaron fundamentalmente debido a los ajustes anuales de tarifas y, en un menor grado, a la apreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense. Los costos operacionales también aumentaron como resultado de la mayor demanda, pero en un menor grado.

En Colombia, los resultados de explotación de Codensa aumentaron debido primordialmente a las mayores ventas físicas, al alza en las tarifas debido a los ajustes por inflación y a los menores precios promedio de la energía como consecuencia de la mejor hidrología durante el año.

Los resultados de explotación de Enel Distribución Perú fueron mejores como resultado de la apreciación del sol peruano frente al dólar estadounidense, lo que compensó el efecto negativo de los menores precios promedio y la migración de los clientes de media tensión que decidieron convertirse en clientes no regulados.

Otros resultados de operaciones corrientes

La siguiente tabla muestra los otros resultados de operaciones corrientes respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(en millones de US$)			(en %)
Resultados financieros				
Ingresos financieros	294	276	17	6,3
Costos financieros	(870)	(773)	(96)	12,5
Resultados de activos y pasivos indexados	—	(1)	1	(100,0)
Ganancias (pérdidas) netas por conversión de monedas extranjeras	(7)	59	(66)	n.a.
Total	**(582)**	**(439)**	**(144)**	**32,7**
Otros				
Otras ganancias (pérdidas)	5	12	(7)	(56,0)
Participación en las utilidades de asociadas y empresas conjuntas contabilizadas según el método patrimonial	3	3	1	22,3
Total	**9**	**15**	**(6)**	**(41,7)**
Total otros resultados	**(574)**	**(424)**	**(150)**	**35,3**

Resultados financieros de operaciones corrientes

Durante el ejercicio 2017, nuestros resultados financieros totales netos fueron mayores en comparación con los registrados durante el ejercicio 2016. Esta variación se explica principalmente por:

- Un aumento en los costos financieros de US$ 96 millones en el año 2017, atribuible primordialmente (i) a los US$ 91 millones correspondientes a la consolidación de Enel Distribución Goiás; (ii) al aumento en los costos de Edesur de US$ 26 millones, de los cuales US$ 23 millones son atribuibles a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense y US$ 30 millones a las actualizaciones de las provisiones por litigios y multas, los cuales fueron compensados con una disminución de US$ 20 millones en los gastos financieros capitalizados debido a la finalización de proyectos durante el año 2016 y a una disminución de US$ 7 millones en los saldos de deudas con CAMMESA; y (iii) un aumento de US$ 25 millones en Enel Distribución Río debido fundamentalmente a los US$ 30 millones correspondientes a la liquidación de la venta de la cartera, un aumento de US$ 10 millones en los activos y pasivos regulados y US$ 2 millones por concepto de los intereses devengados en relación con los préstamos bancarios, compensados por un menor interés devengado de US$ 17 millones en relación con los bonos. Estos aumentos fueron parcialmente compensados con los menores costos financieros de US$ 42 millones de Emgesa, resultantes del menor saldo pendiente de los bonos relacionados con el proyecto El Quimbo.

- Una disminución en las ganancias (pérdidas) por conversión de monedas extranjeras de US$ 66 millones en el año 2017, debido principalmente a la disminución de US$ 37 millones en las diferencias cambiarias positivas de la deuda denominada en moneda extranjera de Enel Brasil y de US$ 16 millones en relación con los préstamos bancarios de Enel Distribución Río.

Otros resultados de operaciones corrientes

En comparación con el ejercicio 2016, los otros resultados disminuyeron debido predominantemente a otras ganancias de Enel Generación Perú, provenientes de la venta de las líneas de transmisión de alta tensión contabilizadas en el año 2016.

Impuestos a la renta

En comparación con el año 2016, el gasto total por concepto de impuesto a la renta se mantuvo relativamente estable en el año 2017. Las variaciones más significativas corresponden a la contabilización positiva de US$ 68 millones en Edesur, correspondientes al reconocimiento en el año 2017 de los impuestos diferidos por pérdidas tributarias debido a las futuras menores condiciones normativas, y al reconocimiento en El Chocón de US$ 27 millones de los ingresos diferidos debido a una contingencia tributaria. Esto se vio contrarrestado por mayores gastos de US$ 44 millones de Enel Américas, debido principalmente a los efectos registrados en el año 2016 del tipo de cambio de las inversiones extranjeras, y a los efectos de la inflación de US$ 96 millones y US$ 55 millones, respectivamente, resultantes del cambio de nuestra moneda funcional a dólares estadounidenses en el año 2017, compensados por el reconocimiento de créditos tributarios de US$ 107 millones y los mayores gastos de US$ 34 millones de Emgesa, atribuibles a los mejores resultados tributarios en comparación con el año 2016.

La tasa impositiva efectiva o legal fue de un 31,6% en el año 2017 y de un 38,6% en el año 2016. Esta disminución se debió principalmente al reconocimiento de los impuestos diferidos en Edesur.

La tabla siguiente muestra el efecto de las tasas impositivas aplicadas en otros países que se traducen en una diferencia entre las tasas impositivas locales o nominales de Chile y las tasas impositivas (10,9% en el año 2017 y 12% en el año 2016) promulgadas en cada una de las jurisdicciones extranjeras:

	Tasas impositivas nominales (%)		**Efecto tributario de las tasas aplicadas en otros países (en millones de US$)**	
	2017	**2016**	**2017**	**2016**
Argentina	35,0	35,0	(11,9)	(8,8)
Brasil	34,0	34,0	(28,5)	(30,8)
Colombia	40,0	40,0	(123,0)	(113,2)
Perú	25,5	29,5	(16,3)	(12,9)
			(179,7)	**(165,7)**

Ingresos netos

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos netos consolidados de operaciones corrientes antes de los impuestos a la renta, los impuestos a la renta y los ingresos netos de operaciones corrientes respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2017	**2016**	**Variación**	**Variación**
	(en millones de US$)			**(en %)**
Resultados de explotación	2.219	1.800	419	23,3
Otros resultados	(574)	(424)	(150)	35,3
Ingresos de operaciones corrientes antes de impuestos	**1.646**	**1.376**	**270**	**19,6**
Impuestos a la renta	(519)	(531)	12	(2,3)
Ingresos netos de operaciones corrientes	**1.127**	**845**	**282**	**33,4**
Ingresos de operaciones discontinuadas	—	170	(170)	(100,0)
Ingresos netos atribuibles a:	**1.127**	**1.015**	**112**	**11,0**
Ingresos netos atribuibles a la sociedad matriz	709	566	143	25,2
Ingresos netos atribuibles a las participaciones minoritarias	417	448	(31)	(6,9)

3. Análisis de los resultados operacionales correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

I. Análisis de los resultados de las operaciones corrientes

Ingresos de las operaciones corrientes

Negocio de generación y transmisión

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras filiales y las correspondientes variaciones en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ventas de electricidad durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	**2015**	**Variación**	**Variación**
		(en GWh)		**(en %)**
Costanera (Argentina)	5.713	8.168	(2.455)	(30,1)
El Chocón (Argentina)	2.574	3.801	(1.226)	(32,3)
Dock Sud (Argentina)	5.025	3.802	1.223	32,2
Cachoeira Dourada (Brasil)	6.399	3.215	3.185	99,1
Fortaleza (Brasil)	3.049	3.326	(277)	(8,3)
Emgesa (Colombia)	18.015	16.886	1.129	6,7
Enel Generación Perú (Perú)	9.091	8.633	458	5,3
Enel Generación Piura (Perú)	709	650	58	9,0
Total	**50.575**	**48.480**	**2.094**	**4,3**

Negocio de distribución

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras filiales, por país, y sus correspondientes variaciones en los ejercicios terminados en 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ventas de electricidad durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación
		(en GWh)		(en %)
Edesur (Argentina)	18.493	18.493	1	0,0
Enel Distribución Río (Brasil)	11.181	11.096	85	0,8
Enel Distribución Ceará (Brasil)	11.628	11.229	400	3,6
Codensa (Colombia)	13.632	13.946	(314)	(2,3)
Enel Distribución Perú (Perú)	7.782	7.624	158	2,1
Total	**62.716**	**62.387**	**329**	**0,5**

La siguiente tabla muestra los ingresos de operaciones corrientes, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación
		(en millones de US$)		(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**307**	**324**	**(17)**	**(5,2)**
Costanera	137	154	(17)	(11,1)
El Chocón	42	61	(19)	(31,6)
Dock Sud	128	107	21	19,5
Otro	1	2	(1)	(72,8)
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**572**	**467**	**105**	**22,6**
Cachoeira Dourada	285	140	145	n.a.
Fortaleza	236	243	(7)	(2,9)
Cien	77	85	(8)	(9,0)
Otro	(26)	(0)	(25)	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**1.152**	**1.189**	**(38)**	**(3,2)**
Emgesa	1.152	1.189	(38)	(3,2)
Negocio de generación y transmisión en Perú	**679**	**669**	**10**	**1,5**
Enel Generación Perú	587	585	2	0,3
Enel Generación Piura	96	89	8	8,6
Otro	(4)	(5)	0	(6,5)
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**2.710**	**2.650**	**60**	**2,3**
Negocio de distribución en Argentina	**982**	**928**	54	5,9
Edesur	982	928	54	5,9
Negocio de distribución en Brasil	**2.491**	**2.806**	**(315)**	**(11,2)**
Enel Distribución Río	1.301	1.568	(267)	(17,1)
Enel Distribución Ceará	1.190	1.237	(48)	(3,8)
Negocio de distribución en Colombia	**1.366**	**1.351**	**15**	**1,1**
Codensa	1.366	1.351	15	1,1
Negocio de distribución en Perú	**865**	**858**	**7**	**0,8**
Enel Distribución Perú	865	858	7	0,8
Total negocio de distribución por segmento reportable	**5.705**	**5.943**	**(238)**	**(4,0)**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	(729)	(495)	(234)	47,2
Total ganancias	**7.686**	**8.097**	**(411)**	**(5,1)**

Negocio de generación y transmisión: ingresos procedentes de operaciones corrientes

En Argentina, los ingresos de Costanera disminuyeron en el año 2016 debido fundamentalmente a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense, lo que se tradujo en menores ingresos de US$ 57 millones. Esta disminución se vio parcialmente compensada con un aumento de US$ 38 millones relacionado con los contratos de disponibilidad de las centrales de ciclo combinado suscritos con la Secretaría de Energía de Argentina y con un aumento de US$ 2,7 millones debido a las mayores ventas de energía. Las mayores ventas de energía son atribuibles a un aumento de US$ 5,1 millones debido al alza en las tarifas resultante de la Resolución 22/2016, aumento que se vio contrarrestado por una disminución de US$ 2,3 millones debido a menores ventas de energía de 2.455 GWh, o 30,1%, a raíz de las interrupciones por mantenimiento de las centrales.

Los ingresos de El Chocón disminuyeron en el año 2016, fundamentalmente debido a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense que se tradujo en menores ingresos de US$ 23 millones. Esta disminución se vio parcialmente compensada por un aumento de US$ 2 millones debido a mayores ventas de energía, atribuibles a un aumento de US$ 14 millones debido al alza en las tarifas resultante de la Resolución 22/2016, parcialmente contrarrestado por una disminución de US$ 12 millones atribuible a menores ventas de energía de 1.227 GWh, o 32,3%, a raíz de la menor generación hidroeléctrica debido a la sequía.

Los ingresos de Dock Sud aumentaron en el año 2016, principalmente debido a un aumento de US$ 48 millones atribuible a mayores ventas de energía de 1.223 GWh, o 32%, y a un aumento de US$ 13 millones atribuible al alza de las tarifas resultante de la Resolución 22/2016. Estos aumentos se vieron parcialmente contrarrestados por menores ganancias de US$ 40 millones resultantes de la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense.

En Brasil, los ingresos de Cachoeira Dourada aumentaron en el año 2016, debido fundamentalmente a un aumento de US$ 162 millones atribuible a mayores ventas de energía de 3.185 GWh, o 99%, predominantemente a clientes no regulados, aumento que se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US$ 10 millones debido a los menores precios resultantes de las mejores condiciones hidrológicas, y por menores ingresos de US$ 6 millones atribuibles a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

En el año 2016, los ingresos de Fortaleza disminuyeron, a pesar de la menor generación de electricidad. Esta disminución se atribuye a una disminución de US$ 11 millones en los ingresos resultante de menores ventas de energía de 3.184 MW, u 8%, a una disminución de US$ 8 millones debido a los menores precios promedio de venta resultantes de las mejores condiciones hidrológicas y a una pérdida de US$ 10 millones debido a la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense, disminución que se vio compensada parcialmente por un aumento de US$ 17 millones en los incentivos estatales a la industria y mejores resultados de las coberturas de commodities de US$ 5,4 millones.

Los ingresos de Cien disminuyeron en el año 2016, debido fundamentalmente a menores ingresos regulatorios de US$ 4 millones (Ingreso Anual Permitido (Receita Anual Permitida o RAP, por sus siglas en portugués)) y menores ingresos de US$ 4 millones resultantes de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense.

En Colombia, los ingresos de Emgesa disminuyeron en el año 2016, a pesar de la mayor generación, debido principalmente a la puesta en operación de la central hidroeléctrica El Quimbo en noviembre de 2015. Los ingresos provenientes de la venta de energía aumentaron en US$ 79 millones, primordialmente gracias al aumento de US$ 71 millones atribuible a mayores ventas de 1.129 MW, o 7%, aumento que se vio parcialmente contrarrestado por una pérdida de US$ 118 millones atribuible a la devaluación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense.

En Perú, los ingresos de Enel Generación Perú aumentaron en el año 2016. Este aumento en los ingresos se debió principalmente a un aumento de US$ 24 millones en peajes atribuible a nuevos clientes no regulados y a un aumento de US$ 15 millones atribuible a mayores ventas de energía de 458 MW, o 5%, los que se vieron parcialmente contrarrestados por menores ingresos de US$ 33 millones resultantes de la devaluación del sol peruano frente al dólar estadounidense, por una disminución de US$ 2 millones en los ingresos debido a los menores precios promedio de venta y por menores ganancias de US$ 2 millones debido a ingresos no recurrentes provenientes de una indemnización de seguros que se contabilizó en el año 2015.

En el año 2016, los ingresos de Enel Generación Piura aumentaron debido fundamentalmente a un aumento de US$ 5,6 millones atribuible a mayores ventas de energía de 58 MW, o 9%, a un aumento de US$ 5,3 millones en las ventas de GNL debido a la sequía y a un aumento de US$ 1,7 millones debido a los mayores precios promedio de venta, los que se vieron parcialmente contrarrestados por menores ganancias de US$ 5 millones resultantes de la devaluación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

Negocio de distribución: ingresos procedentes de operaciones corrientes

En Argentina, los ingresos de Edesur amentaron en el año 2016, fundamentalmente debido a un aumento de US$ 628,7 millones en los ingresos por concepto de energía a raíz de las nuevas tarifas de Edesur vigentes desde el 1º de febrero de 2016, a un aumento de US$ 45 millones por concepto de servicios de peaje y a un aumento de US$ 8 millones por concepto de cargos adicionales por ventas de energía. Estos aumentos se vieron parcialmente contrarrestados por una disminución de US$ 280 millones debido a la derogación de ciertas resoluciones que hasta el año 2015 permitían que los ingresos adicionales fuesen contabilizados como costos operacionales de financiamiento y costos de inversión, y por una disminución de US$ 347 millones debido a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense.

En Brasil, los ingresos de Enel Distribución Río disminuyeron en el año 2016, principalmente debido a una disminución de US$ 270 millones en los ingresos regulatorios a raíz de los ajustes tarifarios relacionados con correcciones en los costos traspasables a clientes y a menores ingresos de US$ 67 millones debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, disminuciones que fueron parcialmente compensadas por un aumento de US$ 35 millones atribuible a acuerdos de servicios relacionados con la concesión, a un aumento de US$ 21 millones a raíz del ajuste de las tarifas promedio y a un aumento de US$ 11 millones atribuible a arriendos de equipos eléctricos.

En el año 2015, los ingresos de Enel Distribución Ceará disminuyeron debido principalmente a una disminución de US$ 115 millones en los ingresos regulatorios debido a ajustes tarifarios relacionados con correcciones en los costos traspasables a los clientes, a una disminución de US$ 52 millones atribuible a la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense y a una disminución de US$ 31 millones en los ingresos provenientes de los subsidios otorgados por los consumidores de bajos ingresos, disminuciones que fueron parcialmente compensadas por un aumento de US$ 105 millones proveniente del ajuste de las tarifas promedio, por un aumento de US$ 27 millones atribuible a acuerdos de servicios relacionados con la concesión y por un aumento de US$ 10 millones en los ingresos provenientes de arriendos de equipos eléctricos.

En Colombia, los ingresos de Codensa aumentaron en el año 2016, debido primordialmente al aumento de US$ 991 millones resultante de las tarifas más altas, el que se vio contrarrestado parcialmente por una disminución de US$ 858 millones debido a que las ventas de energía disminuyeron en un 2,3% a raíz de la baja demanda del mercado resultante de los programas gubernamentales diseñados para promover un consumo de electricidad eficiente, por un aumento de US$ 9 millones en los ingresos por peajes, por un aumento de US$ 5 millones en los ingresos provenientes de arriendos de infraestructura, postes y tuberías, y por una disminución de US$ 134 millones atribuible a la devaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense.

En Perú, los ingresos de Enel Distribución Perú aumentaron en el año 2016, fundamentalmente debido al aumento de US$ 28 millones resultante del aumento en un 2% en las ventas físicas de energía, a un aumento de US$ 21 millones atribuible a los mayores precios de venta resultantes de los ajustes de las tarifas reguladas y a un aumento de US$ 6 millones por concepto de traslado de redes y trabajos de instalación. Este aumento se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US$ 49 millones atribuible a la devaluación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

Total de costos operacionales de operaciones corrientes

El total de los costos operacionales de operaciones corrientes está fundamentalmente conformado por las compras de energía a terceros, el consumo de combustible, la depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, los costos de mantenimiento, los peajes pagados a las empresas de transmisión, los sueldos de los empleados, y los gastos de administración y ventas.

La tabla siguiente muestra los costos operacionales consolidados, en dólares estadounidense, correspondientes los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016		2015	
	(en millones de US$)	(en %)	(en millones de US$)	(en %)
Compras de energía	2.443	41,5	2.881	46,6
Consumo de combustible	362	6,2	394	6,4
Gastos de transporte	394	6,7	375	6,1
Otras materias primas y combustibles	713	12,1	592	9,6
Otros gastos[(1)]	817	13,9	746	12,1
Gastos por beneficios para empleados y otros[(1)]	527	8,9	642	10,4
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro[(1)]	630	10,7	550	8,9
Total costos operacionales de operaciones corrientes	**5.886**	**100**	**6.181**	**100**

(1) Corresponde a los gastos de administración y ventas.

La siguiente tabla muestra nuestros costos operacionales totales (excluidos los gastos de administración y ventas) de operaciones corrientes, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación
	(en millones de US$)			(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**88**	**77**	**11**	**14,5**
Costanera	8	7	1	8,6
El Chocón	5	7	(2)	(32,0)
Dock Sud	78	66	12	18,5
Otro	(3)	(3)	1	(17,6)
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**269**	**201**	**68**	**33,8**
Cachoeira Dourada	149	27	122	n.a.
Fortaleza	142	170	(27)	(16,1)
Cien	3	5	(2)	(38,6)
Otro	(26)	(0)	(25)	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**434**	**491**	**(58)**	**(11,7)**
Emgesa	434	491	(58)	(11,7)
Negocio de generación y transmisión en Perú	347	267	**81**	**30,2**
Enel Generación Perú	310	231	79	34,2
Enel Generación Piura	42	40	2	5,0
Otro	(4)	(4)	(0)	8,4
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**1.137**	**1.035**	**102**	**9,8**
Negocio de distribución en Argentina	**449**	**240**	208	86,6
Edesur	449	240	208	86,6
Negocio de distribución en Brasil	**1.689**	**2.118**	(428)	(20,2)
Enel Distribución Río	895	1.229	(334)	(27,2)
Enel Distribución Ceará	794	888	(94)	(10,6)
Negocio de distribución en Colombia	**787**	**765**	23	3,0
Codensa	787	765	23	3,0
Negocio de distribución en Perú	**585**	**579**	6	1,0
Enel Distribución Perú	585	579	6	1,0
Total negocio de distribución por segmento reportable	**3.510**	**3.701**	**(191)**	**(5,2)**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	(736)	(495)	(241)	48,6
Total costos operacionales (excluidos los gastos de administración y ventas)	**3.912**	**4.242**	**(329)**	**(7,8)**

Negocio de generación y transmisión: costos operacionales de operaciones corrientes

En Argentina, los costos operacionales de Costanera aumentaron en el año 2016, debido primordialmente a un aumento de US$ 3 millones en el consumo de combustible relacionado con los mantenimientos programados, aumento que se vio parcialmente compensado por una disminución de US$ 3 millones en los costos debido a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense.

En el año 2016 los costos operacionales de El Chocón disminuyeron primordialmente a raíz de la disminución de US$ 2 millones en los costos debido a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

Los costos operacionales de Dock Sud aumentaron en el año 2016, fundamentalmente debido a un aumento de US$ 20 millones en el consumo de gas resultante del aumento en la generación física de energía de un 32%, y a un aumento de US$ 13 millones en los precios de compra de gas relacionado con la Resolución 22/2016. Estos aumentos se vieron parcialmente contrarrestados por una disminución de US$ 21 millones en los costos atribuible a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense.

En Brasil, los costos operacionales de Cachoeira Dourada aumentaron en el año 2016, debido principalmente a un aumento de US$ 134 millones atribuible a un aumento del 272% en las compras físicas de energía resultante de las mayores ventas de energía a

clientes no regulados, el cual se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US$ 12 millones atribuible a los menores precios de compra resultantes de las mejores condiciones hidrológicas de Brasil.

En el año 2016, los costos operacionales de Fortaleza disminuyeron debido fundamentalmente a las menores compras de energía de US$ 37 millones resultantes de las mejores condiciones hidrológicas, a un menor consumo de combustible de US$ 16 millones resultante de las interrupciones por mantenimiento de la central y a una disminución de US$ 7 millones atribuible a la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense. Estas disminuciones se vieron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US$ 25 millones atribuible a un aumento de un 50% en las compras físicas de energía relacionadas con el mantenimiento de la central y por un aumento de US$ 8 millones en los costos de servicios varios y variables relacionados con la cobertura de las compras de gas.

Los costos operacionales de Cien disminuyeron en el año 2016, fundamentalmente a raíz de una disminución de US$ 2 millones en las compras de energía.

En Colombia, los costos operacionales de Emgesa disminuyeron en el año 2016, principalmente a raíz de una disminución de US$ 48 millones en los costos debido a la devaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense y de una disminución de US$ 28 millones en las compras de energía debido a los menores precios resultantes de las mejores condiciones hidrológicas. Estas disminuciones se vieron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US$ 18 millones en los costos de transporte debido al alza en los precios de los peajes resultante de la inflación.

En Perú, los costos operacionales de Enel Generación Perú aumentaron en el año 2016, fundamentalmente debido a un aumento de US$ 42 millones atribuible al reconocimiento de una provisión por reclamaciones legales y a un aumento de US$ 29 millones en las compras físicas de energía en el mercado *spot* para complementar su menor generación hidroeléctrica y las mayores ventas físicas a clientes con contrato.

En el año 2016, los costos operacionales de Enel Generación Piura aumentaron debido principalmente a un aumento de US$ 2 millones en el consumo de combustible atribuible al uso de petróleo en vez de gas debido a la falta de disponibilidad de petróleo y a un aumento US$ 2 millones en los costos de transporte debido a los peajes pagados a raíz del mayor número de clientes. Este aumento se vio parcialmente compensado por una disminución de US$ 2 millones atribuible a la devaluación del sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

Negocio de distribución: costos operacionales de operaciones corrientes

En Argentina, los costos operacionales de Edesur aumentaron en el año 2016, predominantemente a raíz de un aumento de US$ 246 millones atribuible a los mayores precios de compra resultantes de los ajustes por inflación y de un aumento de US$ 51,1 millones en los costos de otros servicios varios y variables debido a las multas por calidad de servicio impuestas por el ENRE, los que se vieron compensados por una disminución de US$ 90 millones atribuible a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

En Brasil, los costos operacionales de Enel Distribución Río disminuyeron en el año 2016, principalmente gracias a la disminución de US$ 233 millones resultante de una reducción de un 1,7% en las compras físicas de energía a raíz de las negativas condiciones económicas, a una disminución de US$ 86 millones atribuible a la caída en los precios de compra resultante de las mejores condiciones hidrológicas y a una disminución de US$ 52 millones atribuible a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Estas disminuciones fueron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US$ 35 millones en otros costos de servicios varios y variables relacionados con un aumento en los costos de acuerdos de construcción asociados con la concesión.

En el año 2016, los costos operacionales de Enel Distribución Ceará disminuyeron fundamentalmente a raíz de una disminución de US$ 106 millones en los precios promedio de compra debido a las mejores condiciones hidrológicas y a una disminución de US$ 38 millones atribuible a la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense, disminuciones que se vieron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US$ 23 millones debido a un aumento de un 2,2% en las compras físicas de energía y a un aumento de US$ 27 millones en otros costos de servicios varios y variables relacionados con un aumento en los costos de acuerdos de construcción asociados con la concesión.

En Colombia, los costos operacionales de Codensa aumentaron en el año 2016, predominantemente a raíz de un aumento de US$ 31 millones atribuible a las mayores compras de energía en el mercado spot y mediante contratos, a un aumento de US$ 39 millones atribuible a los mayores precios promedio de compra y un aumento de US$ 27 millones atribuible a los mayores precios de los peajes, aumentos que se vieron parcialmente compensados por una disminución de US$ 76 millones en los costos debido a la devaluación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense.

En Perú, los costos operacionales de Enel Distribución Perú aumentaron en el año 2016, primordialmente como resultado de un aumento de US$ 44 millones en las compras de energía debido a los mayores precios de compra de los contratos, aumento que se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US$ 32 millones en los costos resultante de la devaluación del sol peruano frente al dólar estadounidense y por una disminución de US$ 6 millones en los costos de otros servicios varios y variables debido a menores costos en otros negocios secundarios.

Gastos de administración y ventas de operaciones corrientes

Los gastos de administración y ventas están relacionados con los sueldos, las compensaciones, los gastos administrativos, la depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, y los materiales e insumos de oficina.

La siguiente tabla muestra los gastos de administración y ventas, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación
	(en millones de US$)			(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**128**	**169**	**(41)**	**(24,2)**
Costanera	81	116	(35)	(29,8)
El Chocón	14	13	1	10,9
Dock Sud	30	36	(5)	(15,3)
Otro	2	4	(2)	(51,7)
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**64**	**65**	**(1)**	**(1,9)**
Cachoeira Dourada	19	19	1	2,9
Fortaleza	21	20	1	5,7
Cien	24	28	(4)	(13,3)
Otro	0	(1)	1	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**168**	**129**	**39**	**30,5**
Emgesa	168	129	39	30,5
Negocio de generación y transmisión en Perú	**161**	**162**	**(1)**	**(0,5)**
Enel Generación Perú	143	140	2	1,7
Enel Generación Piura	19	22	(3)	(14,7)
Otro	0	0	(0)	(95,3)
Otro negocio de generación y transmisión por segmento reportable	0	(3)	3	(100,0)
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	**521**	**525**	**(4)**	**(0,7)**
Negocio de distribución en Argentina	**392**	**529**	**(137)**	**(25,8)**
Edesur	392	529	(137)	(25,8)
Negocio de distribución en Brasil	**603**	**494**	**109**	**22,2**
Enel Distribución Río	366	299	67	22,4
Enel Distribución Ceará	237	195	43	21,8
Negocio de distribución en Colombia	**215**	**227**	**(12)**	**(5,1)**
Codensa	215	227	(12)	(5,1)
Negocio de distribución en Perú	**116**	**115**	**1**	**0,9**
Enel Distribución Perú	116	115	1	0,9
Otro negocio de distribución por segmento reportable	0	0		
Total negocio de distribución por segmento reportable	**1.326**	**1.364**	**(38)**	**(2,8)**
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	127	50	77	n.a.
Total gastos de administración y ventas	**1.974**	**1.939**	**35**	**1,8**

En el año 2016, los gastos de administración y ventas de las operaciones corrientes aumentaron en comparación con el año 2015. Las principales variaciones se explican a continuación.

Negocio de generación y transmisión

En Argentina, los gastos de administración y ventas de Costanera y Dock Sud disminuyeron en el año 2016, debido fundamentalmente a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense que se tradujo en una disminución en sus costos de US$ 43 millones y US$ 13 millones, respectivamente. Además, los gastos de depreciación de Costanera aumentaron en US$ 5 millones, lo que se debió fundamentalmente a las mayores capitalizaciones de los proyectos de turbo vapor y ciclo combinado y a otros gastos de US$ 3 millones atribuibles a los mayores costos de las pólizas de seguro. En Dock Sud, los gastos de personal aumentaron en US$ 2 millones debido a los reajustes por inflación de los sueldos y salarios y a una mayor depreciación de US$ 6 millones debido a la puesta en operación de una mayor capitalización.

En Colombia, los gastos de administración y ventas de Emgesa aumentaron primordialmente debido a la pérdida de US$ 33 millones resultante de la provisión de deudas incobrables contabilizada en el año 2016.

En Perú, los gastos de administración y ventas de Enel Generación Perú aumentaron en el año 2016, debido fundamentalmente a un aumento de US$ 20 millones relacionado con el castigo del proyecto Curimbamba en junio, el que fue parcialmente compensado por una disminución de US$ 5,4 millones en los gastos por depreciación a raíz de la venta en el año 2016 de las líneas de transmisión, por una disminución de US$ 6,7 millones debido a la reversión de la provisión de deudas incobrables reconocida en el año 2015 en relación con las cuentas por cobrar de Cajamarquilla y por una disminución de US$ 6 millones en los costos debido a la devaluación del sol peruano frente al dólar estadounidense. Los gastos de administración y ventas de Enel Generación Piura disminuyeron debido principalmente a una disminución de US$ 3 millones relacionada con la contingencia tributaria del IVA reconocida en el año 2015.

Negocio de distribución

En Argentina, los gastos de administración y ventas de Edesur disminuyeron principalmente a raíz de la disminución de US$ 198 millones relacionada con la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense, disminución que se vio parcialmente contrarrestada por un aumento de US$ 46 millones en los gastos de personal resultante de los aumentos de sueldo y pagos de indemnizaciones por años de servicio y por un aumento de US$ 11 millones en la provisión de deudas incobrables.

En Brasil, los gastos de administración y ventas de Enel Distribución Río aumentaron predominantemente debido a un aumento de US$ 32 millones resultante de los mayores costos de servicios de mantenimiento de líneas y redes de terceros, a un aumento de US$ 25 millones en la provisión de deudas incobrables y a un aumento de US$ 21 millones relacionado con el castigo de activos. Lo anterior se vio parcialmente compensado por una disminución de US$ 13 millones atribuible a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los gastos de administración y ventas de Enel Distribución Ceará aumentaron debido principalmente a un aumento de US$ 29 millones en la provisión de deudas incobrables, a un aumento de US$ 14 millones relacionado con el castigo de activos y a un aumento de US$ 12 millones atribuible a los mayores costos de servicios de mantenimiento de líneas y redes de terceros. Esto se vio parcialmente compensado por una disminución de US$ 9 millones atribuible a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

En Colombia, los gastos de administración y ventas de Codensa disminuyeron en comparación con el año 2015, fundamentalmente debido a una disminución de US$ 23 millones atribuible a la devaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense, la cual se vio parcialmente contrarrestada por mayores gastos de US$ 11 millones, de los cuales US$ 2 millones corresponden al castigo de activos, US$ 3 millones a los mayores costos de servicios de mantenimiento de líneas y redes de terceros y US$ 4 millones a los mayores gastos de depreciación debido a que más activos dejaron de ser explotados.

En Perú, los gastos de administración y ventas de Enel Distribución Perú aumentaron principalmente a raíz de un aumento de US$ 1 millón en otros gastos relacionados con servicios de contratistas.

Resultados de explotación de operaciones corrientes

La siguiente tabla muestra los resultados de explotación de operaciones corrientes, por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de dichos segmentos reportables, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación
	(en millones de US$)			(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**91**	**78**	**13**	**16,3**
Costanera	48	31	17	54,2
El Chocón	23	41	(18)	(44,8)
Dock Sud	19	5	14	n.a.
Otro	1	1	0	33,7
Negocio de generación y transmisión en Brasil	**240**	**201**	**39**	**19,3**
Cachoeira Dourada	117	95	22	23,7
Fortaleza	72	53	19	36,0
Cien	50	52	(2)	(4,1)
Otro	(0)	1	(1)	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	**550**	**569**	**(19)**	**(3,4)**
Emgesa	550	569	(19)	(3,4)
Negocio de generación y transmisión en Perú	**171**	**240**	**(70)**	**(29,0)**
Enel Generación Perú	135	213	(79)	(36,8)
Enel Generación Piura	36	27	9	32,8
Otro	(0)	(0)	0	(98,3)
Total negocio de generación y transmisión por segmento reportable	0	3	(3)	(100,0)
	1.051	**1.092**	**(40)**	**(3,7)**
Negocio de distribución en Argentina	**141**	**159**	**(17)**	**(10,8)**
Edesur	141	159	(17)	(10,8)
Negocio de distribución en Brasil	**198**	**194**	**4**	**2,0**
Enel Distribución Río	40	40	(0)	(0,4)
Enel Distribución Ceará	158	154	4	2,6
Negocio de distribución en Colombia	**364**	**360**	**4**	**1,2**
Codensa	364	360	4	1,2
Negocio de distribución en Perú	**164**	**165**	**(0)**	**(0,1)**
Enel Distribución Perú	164	165	(0)	(0,1)
Total negocio de distribución por segmento reportable				
Menos: ajustes por consolidación y actividades secundarias	0	(2)	2	(100,0)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	**868**	**875**	**(7)**	**(0,8)**
Costanera	(120)	(50)	(69)	n.a.
Total ingresos operacionales	**1.800**	**1.917**	**(116)**	**(6,1)**

Negocio de generación y transmisión

En el año 2016 los resultados de explotación fueron levemente inferiores a los del año 2015 debido principalmente a que Enel Generación Perú contrarrestó los mayores resultados registrados por nuestras filiales de Brasil y Argentina, mientras que los resultados de explotación en Colombia fueron muy similares en ambos períodos.

En Argentina se aplicó un nuevo régimen de remuneración a partir de febrero de 2016, gracias al cual los resultados de explotación de nuestras centrales termoeléctricas Costanera y Dock Sud aumentaron. El aumento en los resultados de explotación de Costanera se debió primordialmente a sus contratos de disponibilidad de centrales de ciclo combinados; el aumento en los resultados de explotación de Dock Sud se debió a su mayor generación de energía. Los resultados de explotación de la planta hidroeléctrica El Chocón disminuyeron debido a las malas condiciones hidrológicas y a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; esta disminución no pudo ser compensada por el nuevo régimen de remuneración.

En Brasil, la central Cachoeira Dourada vendió más energía a clientes no regulados; dicha energía fue comprada a otros generadores a un precio menor debido a las mejores condiciones hidrológicas, por lo que sus resultados de explotación aumentaron. Fortaleza

aumentó sus resultados de explotación, a pesar de sus menores ventas físicas de energía, debido al menor consumo de combustible resultante de la detención de sus centrales termoeléctricas y sus menores costos de energía.

En Colombia, los resultados de explotación de Emgesa aumentaron gracias a las levemente mejores condiciones hidrológicas, especialmente durante el segundo semestre del año, y a la puesta en marcha de la central El Quimbo, lo que le permitió reducir la generación termoeléctrica y las compras de combustible relacionadas. Sin embargo, debido a la devaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense, en el año 2016 los resultados de explotación en dólares fueron muy similares a los del año 2015.

Los resultados de explotación de Enel Generación Perú disminuyeron principalmente a raíz de los menores precios promedio de venta, debido a la sobreoferta, y también por sus mayores costos operacionales debido a la desfavorable hidrología y a los costos no recurrentes relacionados con reclamaciones legales y el castigo de un proyecto. Los resultados de explotación de Enel Generación Piura aumentaron debido a la mayor generación termoeléctrica y a las mayores ventas.

Negocio de distribución

En el año 2016, los resultados de explotación aumentaron en un 2,5% en relación con el año 2015, debido fundamentalmente a los ajustes tarifarios anuales efectuados en la mayoría de los países donde operan nuestras filiales.

En Argentina, los resultados de explotación de Edesur se vieron afectados negativamente por la devaluación del peso argentino frente al peso chileno, lo que contrarrestó los resultados positivos debido a la tarifa temporal aplicada a partir del mes de febrero de 2016.

En Brasil, los resultados de explotación de Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Río aumentaron primordialmente gracias al ajuste tarifario anual y a las menores compras de energía debido a la caída en los precios de compra atribuible a las mejores condiciones hidrológicas.

En Colombia, debido principalmente al ajuste tarifario anual, los resultados de explotación de Codensa fueron mejores, a pesar de la disminución en las ventas atribuible a los programas gubernamentales tendientes a reducir el consumo.

Los resultados de explotación de Enel Distribución Perú aumentaron debido a mayores ventas físicas a los nuevos clientes que decidieron convertirse en cliente no regulados y al ajuste tarifario anual.

Otros resultados de operaciones corrientes

La siguiente tabla muestra otros resultados de operaciones corrientes respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación (en %)
	(en millones de US$)			
Resultados financieros				
Ingresos financieros	276	450	(174)	(38,6)
Costos financieros	(773)	(589)	(184)	31,3
Resultados de activos y pasivos indexados	(1)	(14)	13	(92,7)
Ganancias (pérdidas) netas por conversión de moneda	59	196	(137)	(69,9)
Total	**(439)**	**43**	**(482)**	**n.a.**
Otros				
Otras ganancias (pérdidas)	12	(10)	22	n.a.
Participación en las utilidades de asociadas y empresas conjuntas contabilizadas según el método patrimonial	3	5	(2)	(46,8)
Total	**15**	**(5)**	**20**	**n.a.**
Total otros resultados	**(424)**	**38**	**(462)**	**n.a.**

Resultados financieros de operaciones corrientes

Nuestros resultados financieros totales netos en el año 2016 fueron una pérdida neta, mientras que en el año 2015 registramos una ganancia neta, debido fundamentalmente a:

- una disminución en el ejercicio 2016, en comparación con el ejercicio 2015, de US$ 174 millones en los ingresos financieros primordialmente a raíz de una disminución en los ingresos no recurrentes por intereses de US$ 84 millones atribuible a las cuentas por pagar que devengaban intereses de la central termoeléctrica Vuelta de Obligado en virtud del acuerdo alcanzado con nuestras filiales El Chocón, Costanera y Dock Sud; y una disminución de US$ 57 millones en los ingresos financieros no recurrentes registrados, en comparación con el ejercicio 2015, debido a la renuncia a los pagos de intereses en relación con la deuda de Edesur y Costanera con CAMMESA. Además, en el ejercicio 2015, Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará registraron menores ingresos de US$ 29 millones como resultado de la actualización financiera de los activos y de los pasivos regulatorios;
- un aumento en el ejercicio 2016 en los costos financieros de US$ 184 millones debido principalmente a los US$ 93,9 millones de Emgesa relacionados con la central El Quimbo, los US$ 69 millones de Edesur por concepto de los intereses devengados en relación con las multas por calidad de servicio impagas y los US$ 27 millones de Edesur, Dock Sud y Costanera atribuibles fundamentalmente a los mayores saldos de deudas con CAMMESA; y
- una disminución en el ejercicio 2016 en las ganancias (pérdidas) por conversión de divisas de US$ 137 millones atribuible primordialmente a la disminución de US$ 73 millones relacionada con la ganancia no recurrente por diferencias cambiarias en el ejercicio 2015 en conexión con las cuentas por cobrar denominadas en dólares estadounidenses de la central termoeléctrica Vuelta de Obligado y una disminución de US$ 32,2 millones por diferencias cambiarias positivas relacionadas con la deuda denominada en moneda extranjera de nuestras filiales brasileñas. La diferencia corresponde principalmente a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense, la cual resultó en una disminución de US$ 40 millones.

Otros resultados no operacionales de operaciones corrientes

En comparación con el año 2015, los otros resultados no operacionales aumentaron debido fundamentalmente a otras ganancias de Enel Generación Perú provenientes de la venta de líneas de transmisión de alta tensión por la suma de US$ 27 millones y a las ganancias de US$ 8 millones provenientes de la venta de activos reconocida en el ejercicio 2015 que generó una pérdida, las que se vieron parcialmente contrarrestadas por una pérdida de US$ 15 millones registrada con motivo de la fusión de Cundinamarca con Codensa.

Impuestos a la renta

En comparación con el año 2015, el gasto total por concepto de impuestos a la renta disminuyó en el año 2016, debido fundamentalmente al menor gasto por concepto de impuestos resultante de los menores ingresos imponibles.

La tasa impositiva efectiva o legal fue de un 38,6% en el año 2016 y de un 40,9% en el año 2015, principalmente como resultado de la apreciación del peso chileno en relación con el dólar estadounidense, lo cual impactó el saldo denominado en dólares de nuestras inversiones extranjeras para efectos tributarios (es decir, la base impositiva de las inversiones extranjeras), tomando en consideración que la moneda tributaria de Enel Américas era el peso chileno. En el año 2016, el peso chileno se apreció frente al dólar estadounidense, por lo que la base impositiva de nuestras inversiones extranjeras disminuyó y, por ende, también disminuyó el gasto por concepto de impuesto a la renta en el año 2016 en comparación con el año 2015.

La legislación tributaria chilena establece que, para efectos tributarios, las cuentas tributarias de las empresas que poseen inversiones extranjeras denominadas en una moneda distinta al peso chileno deben ser corregidas monetariamente de acuerdo con la variación del tipo de cambio a la fecha de los estados financieros. Tales variaciones también generan variaciones en las bases impositivas de dichas inversiones y tienen consecuencias tributarias al momento de calcular el impuesto a la renta real (informadas actualmente como ganancias / pérdidas cambiarias para efectos de la declaración de impuestos). El efecto tributario relacionado es reconocido como "Provisión / beneficio fiscal real". Si bien el efecto de la corrección monetaria también afecta la base impositiva de la inversión y, por lo tanto, la diferencia temporaria, la Compañía no pudo reconocer los efectos correspondientes en los activos / pasivos de impuesto diferido porque según la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 12 no se cumplían las condiciones para hacerlo a la fecha de preparación del balance. En consecuencia, este concepto corresponde a una diferencia permanente que se refleja en la reconciliación de la tasa impositiva legal vs. la tasa efectiva presentada en la Nota 18 de nuestros estados financieros consolidados bajo la partida "Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)".

La tabla siguiente muestra los efectos tributarios de las tasas aplicadas en otros países que resultan en una diferencia entre las tasas impositivas locales o tasas impositivas nominales chilenas y las tasas impositivas (12,0% en el año 2016 y 12,9% en el año 2015) decretadas en cada una de las jurisdicciones extranjeras:

	Tasas impositivas (%)		Efecto tributario de las tasas aplicadas en otros países (en millones de US$)	
	2016	2015	2016	2015
Argentina	35,0	35,0	(8,8)	(54,8)
Brasil	34,0	34,0	(30,8)	(40,5)
Colombia	40,0	39,0	(113,2)	(136,5)
Perú	29,5	28,0	(12,9)	(19,9)
			(165,7)	**(251,7)**

A continuación se detalla el efecto tributario de la reconciliación o diferencias entre la tasa impositiva nominal y la tasa impositiva legal de cada país.

En Argentina, el efecto tributario de la reconciliación disminuyó en el año 2016 en comparación con el año 2015, debido a los menores ingresos tributables de El Chocón resultantes de la ganancia no recurrente relacionada con la central termoeléctrica Vuelta de Obligado obtenida en el año 2015. La tasa efectiva fue de un 55,8% en el año 2016 y de un 27,7% en el año 2015, debido fundamentalmente al reconocimiento en el año 2015 de los ingresos no recurrentes de Edesur, el cual resultó en un ingreso neto para efectos financieros y en una reducción de la pérdida traspasada a ejercicios posteriores por razones tributarias, y el reconocimiento en el año 2015 de la ganancia no recurrente de Costanera, El Chocón y Dock Sud relacionada con la central termoeléctrica Vuelta de Obligado.

En Brasil, el efecto tributario de la reconciliación disminuyó en el año 2016 en comparación con el año 2015, debido a los menores ingresos tributables de nuestras filiales brasileñas resultantes de los menores ingresos generados a raíz de la menor demanda local de electricidad. La tasa tributaria efectiva fue de un 22,6% en el año 2016 y de un 32,0% en el año 2015, debido principalmente a la mayor pérdida traspasada a ejercicios posteriores por razones tributarias de Distribución Río y Enel Brasil.

En Colombia, el efecto tributario de la reconciliación disminuyó en el año 2016 en comparación con el año 2015, debido al aumento en la tasa local del impuesto sobre sociedades a un 40% en el año 2016, en comparación con el 39% del año 2015, lo que se vio parcialmente contrarrestado por los menores ingresos tributables de Emgesa resultantes del cese de la capitalización de los costos de endeudamiento atribuibles a la central El Quimbo, que comenzó a operar en el año 2015. Las tasas efectivas en Colombia fueron de un 41,4% en el año 2016 y de un 38,0% en el año 2015, debido a los menores beneficios fiscales provenientes de las inversiones de capital efectuadas durante el año 2016 a raíz de la finalización de la central El Quimbo en el año 2015. Este beneficio fiscal fue otorgado para promover las inversiones en activos que generan ingresos y aplica el 30% del monto invertido como una deducción de los ingresos tributables. Este beneficio fiscal es considerado como una diferencia permanente que resulta en una tasa efectiva menor que la tasa legal, porque la base tributaria sujeta a depreciación del activo es equivalente a su monto bruto.

En Perú, el efecto tributario de la reconciliación disminuyó en el año 2016 en comparación con el año 2015, debido a una disminución en los ingresos tributables a raíz de los menores resultados operacionales de Enel Generación Perú. La tasa efectiva fue de un 44,0% en el año 2016 y de un 29,9% en el año 2015. La tasa efectiva más alta del año 2016 se debe a la reforma tributaria implementada en Perú el año 2014, la cual contempla una reducción progresiva de las tasas impositivas. La tasa impositiva para el año 2017 es de un 29,5%.

Ingresos netos

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos netos consolidados de operaciones corrientes antes de impuestos, los impuestos a la renta y los ingresos netos de operaciones corrientes correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2016	**2015**	**Variación**	**Variación**
	(en millones de US$)			**(en %)**
Resultados de explotación	1.800	1.917	(116)	(6,1)
Otros resultados	(424)	38	(462)	n.a.
Ingresos antes de impuestos	**1.376**	**1.955**	**(579)**	**(29,6)**
Impuesto a la renta	(531)	(800)	268	(33,6)
Ingresos netos de operaciones corrientes	**845**	**1.155**	**(310)**	**(26,9)**
Ingresos de operaciones discontinuadas	170	593	(423)	(71,3)
Ingresos netos atribuibles a:	**1.015**	**1.748**	**(733)**	**(41,9)**
Ingresos netos atribuibles a la sociedad matriz	566	1.011	(444)	(43,9)
Ingresos netos atribuibles a participaciones minoritarias	448	738	(289)	(39,2)

II. Resultados de operaciones discontinuadas

El 1º de marzo de 2016 se materializó la separación de los negocios de generación y distribución chilenos y extranjeros. Las participaciones chilenas y los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja relacionados fueron asignados a la recientemente constituida sociedad Enel Chile. Por lo tanto, el estado de resultados integrales de Enel Américas correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 sólo incluye los ingresos y gastos de dos meses de los negocios chilenos, mientras que el correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los ingresos y gastos de doce meses de los negocios chilenos (véase la Nota 6 Activos no corrientes o grupos de enajenación mantenidos para la venta o para su distribución a los propietarios y operaciones discontinuadas de nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016).

La siguiente tabla muestra el desglose por naturaleza de la partida "Ingresos después de impuestos de las operaciones discontinuadas" correspondiente al período de dos meses terminado el 29 de febrero de 2016 y al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015:

	Período de dos meses terminado el 29 de febrero de 2016	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015
	(en millones de US$)	
Ingresos	596	3.639
Otros ingresos operacionales	4	23
Total Ingresos y Otros ingresos operacionales	**599**	**3.662**
Materias primas e insumos usados	(350)	(2.264)
Margen de contribución	**249**	**1.398**
Otras obras efectuadas y capitalizadas por la entidad	5	32
Gastos por beneficios para empleados	(24)	(209)
Gastos de depreciación y amortización	—	(234)
Reversión de pérdida por deterioro (pérdidas de valor) reconocidas en los resultados	(1)	5
Otros gastos	(25)	(192)
Resultados de explotación	**205**	**800**
Otras ganancias	—	31
Ingresos financieros	4	23
Costos financieros	(13)	(94)
Participación en las utilidades (pérdidas) de asociadas y empresas conjuntas contabilizadas según el método patrimonial	2	14
Diferencias por conversión de monedas	(0)	(20)
Utilidades de los activos y pasivos indexados	0	7
Ingresos antes de impuestos	**198**	**761**
Impuesto a la renta, operaciones discontinuadas	(28)	(167)
INGRESOS NETOS DE OPERACIONES DISCONTINUADAS	**170**	**593**
Ingresos netos de operaciones discontinuadas atribuibles a:		
Accionistas de Enel Américas	115	448
Participaciones minoritarias	55	145
INGRESOS NETOS DE OPERACIONES DISCONTINUADAS	**170**	**593**

Debido a la clasificación de discontinuadas de las actividades de generación y distribución de energía en Chile, dichas partidas no se incluyeron en la Nota 33, Información por segmento, de nuestros estados financieros consolidados.

B. Liquidez y recursos de capital

Nuestros principales activos son las acciones de nuestras filiales. El siguiente análisis de las fuentes y usos de efectivo refleja los impulsores clave de nuestro flujo de caja.

Nosotros, individualmente, recibimos ingresos de efectivo de nuestras filiales, como también de nuestras empresas relacionadas. Los flujos de caja de nuestras filiales y asociadas podrían no estar siempre disponibles para satisfacer nuestras propias necesidades de liquidez porque se produce un desfase temporal antes de que tengamos acceso efectivo a dichos fondos a través del pago de dividendos o reducciones de capital. Sin embargo, creemos que el flujo de caja generado por nuestras operaciones comerciales, como también los saldos de caja, créditos de bancos comerciales y un amplio acceso a los mercados de capitales chilenos e internacionales, serán suficientes para satisfacer nuestras necesidades de capital de trabajo, el proyectado servicio de la deuda, el pago de dividendos y las inversiones de capital planificadas en el futuro previsible.

Nuestro estado de flujo de efectivo correspondiente al ejercicio 2016 incluye los flujos de efectivo de dos meses de los negocios chilenos discontinuados a raíz de la separación de los negocios efectuada el 1º de marzo de 2016. En cambio, el estado de flujo de efectivo correspondiente al ejercicio 2017 no incluye los flujos de efectivo de las operaciones discontinuadas chilenas. El 1º de marzo de 2016 transferimos el total de nuestra participación en los negocios chilenos a la sociedad recientemente creada Enel Chile.

El siguiente es un resumen de la información sobre nuestro flujo de efectivo consolidado (el cual incluye tanto las operaciones corrientes como las discontinuadas) correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015.

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
		(en millones de US$)	
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	1.870	2.532	2.938
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de inversión	(2.479)	(735)	(1.856)
Flujos de efectivo netos usados en actividades de financiamiento	(589)	(1.094)	(1.619)
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalente de efectivo antes del efecto de los tipos de cambio	**(1.198)**	**703**	**(538)**
Efectos de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(19)	114	(529)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	2.689	1.872	2.401
Efectivo y equivalentes de efectivo al término del período	**1.473**	**2.689**	**1.872**

El siguiente es un resumen del flujo de efectivo neto atribuible a las operaciones discontinuadas correspondiente a los dos meses terminados el 29 de febrero de 2016 y al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015. El estado de flujo de efectivo 2017 no incluye los flujos de efectivo de las operaciones discontinuadas chilenas.

	Periodo de dos meses terminado el 29 de febrero de 2016	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de (12 meses) 2015
	(en millones de US$)	
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	225	881
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de inversión	(68)	(454)
Flujos de efectivo netos usados en actividades de financiamiento	(130)	(417)
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalente de efectivo antes del efecto de los tipos de cambio	**26**	**11**
Efectos de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	3	(27)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	203	219
Efectivo y equivalentes de efectivo al término del período	**232**	**203**

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de operación ascendió a US$ 1.870 millones, monto que representa una disminución de US$ 662 millones, o 26%, en comparación con los US$ 2.532 millones correspondientes al mismo período del año 2016. A continuación se describen los principales impulsores de esta variación.

La disminución en el flujo de efectivo procedente de las actividades de operación se debió a:

(i) un aumento de US$ 1.315 millones en otros pagos relacionados con las actividades operacionales, atribuible fundamentalmente a: a) los pagos efectuados por Enel Distribución Goiás en relación con el IVA y la Cuenta de Desarrollo Energético (véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Sinopsis comercial — Marco regulador de la industria eléctrica — Marco regulador de la industria eléctrica brasileña — Regulación de las empresas de distribución — Cuenta de desarrollo energético") ascendentes a US$ 1.012 millones; b) los mayores pagos de US$ 114 millones de Codensa Hogar, un programa relacionados con la adquisición de productos y servicios comercializados por distintos socios comerciales diseñado para nuestros clientes residenciales; c) los mayores pagos efectuados por Edesur en relación con el IVA y otros cargos e impuestos municipales ascendentes a US$ 70 millones; y d) los mayores pagos por concepto de IVA y otros pagos a la Cuenta de Desarrollo Energético efectuados por Enel Distribución Ceará ascendentes a US$ 77 millones;

(ii) un aumento de US$ 208 millones en los pagos efectuados a empleados y en representación de ellos, de los cuales US$ 174 millones son de Enel Distribución Goiás, como resultado de su adquisición y consolidación; y

(iii) un aumento de US$ 2.063 millones en los pagos a proveedores de bienes y servicios relacionados fundamentalmente con:

a. US$ 1.472 millones de Enel Brasil, sobre una base consolidada, que se explican por (a) US$ 961 millones de Enel Distribución Goiás como resultado de su adquisición y consolidación; (b) US$ 209 millones de Cachoeira Dourada debido al aumento en las compras de energía a raíz de la mayor demanda de los clientes no regulados; (c) US$ 155 millones de Enel Distribución Río debido a un aumento en los costos de compra de energía por el alza en los precios de mercado a raíz de la sequía; y (d) US$ 138 millones de Enel Distribución Ceará debido a los mayores costos de compra de energía, también a raíz de la sequía;

b. US$ 438 millones de Edesur debido al alza en los precios de compra de energía a raíz de la inflación local; y

c. US$ 115 millones de Codensa debido al alza en los precios de compra de energía a raíz de la inflación y de un alza en los precios de transporte de energía.

Lo anterior se vio parcialmente compensado por un aumento en la recaudación por ventas de bienes y servicios de US$ 3.294 millones, correspondientes principalmente a:

(i) US$ 2.689 millones de Enel Brasil, sobre una base consolidada, que se explican por (a) US$ 2.050 millones de Enel Distribución Goiás a raíz de su adquisición y consolidación a partir del 14 de febrero de 2017; (b) US$ 249 millones de Cachoeira Dourada a raíz de un aumento en las ventas de energía de 3.127 GWh debido a la mayor demanda del mercado, especialmente de los clientes no regulados, a pesar de su menor generación de energía; (c) US$ 195 millones de Enel Distribución Ceará a raíz de la recuperación tarifaria; y (d) US$ 152 millones de Enel Distribución Río fundamentalmente a raíz de la recuperación tarifaria;

(ii) US$ 348 millones de Edesur debido a los mayores ingresos resultantes de la aplicación de las nuevas tarifas a partir del 1º de febrero de 2017; y

(iii) US$ 242 millones de Codensa fundamentalmente debido a un aumento en las ventas físicas de 158 GWh y a un alza en las tarifas por efecto de la inflación.

Estos ingresos y egresos de efectivo procedente de operaciones se vieron contrarrestados por un egreso neto de US$ 303 millones relacionado con la recaudación por ventas de bienes y servicios y pagos a los proveedores de operaciones discontinuadas de Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile, empresas que a raíz de la separación de los negocios chilenos de los extranjeros dejamos de consolidar a contar del 1º de marzo de 2016.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, el flujo de efectivo neto procedente de actividades operacionales de las operaciones corrientes y discontinuadas ascendió a US$ 2.532 millones, monto que representa una disminución de US$ 406 millones, o 13,8%, en comparación con los US$ 2.938 millones correspondientes al mismo período del ejercicio 2015. A continuación se describen los principales impulsores de esta variación.

El total de ingresos de efectivo procedentes de actividades operacionales de las operaciones corrientes es fundamentalmente atribuible a una mayor recaudación por la venta de bienes y servicios de US$ 690 millones, correspondientes principalmente a:

(i) US$ 429 millones de Enel Brasil, sobre una base consolidada, que se explica por (a) US$ 185 millones de Enel Distribución Ceará a raíz de un incremento en el índice de recaudación de 96,1% en el año 2015 a 97,8% en el año 2016, a pesar de una disminución de US$ 47 millones, o 0,7%, en sus ingresos; (b) US$ 126 millones de Enel Distribución Río principalmente debido a un incremento en el índice de recaudación de 94,2% en el año 2015 a 97,1% en el año 2016; y (c) US$ 112 millones de Cachoeira Dourada a raíz de un aumento en las ventas físicas;

(ii) US$ 68 millones de Enel Generación Perú debido a un aumento en las ventas físicas;

(iii) US$ 26 millones de Codensa fundamentalmente a raíz del ajuste anual de las tarifas;

(iv) US$ 27 millones de Edesur debido a los mayores ingresos percibidos a raíz de la aplicación de la Resolución 1/2016;

(v) US$ 30 millones de Enel Distribución Perú como resultado de las mayores ventas físicas y del alza en los precios de acuerdo con los ajustes tarifarios anuales, como también de un incremento en el índice de recaudación de 99,8% en el año 2016 en comparación con el 98,6% en el año 2015; y

(vi) US$ 55 millones de Dock Sud a raíz de un aumento en las ventas físicas debido a la mayor demanda del mercado.

El total de egresos de efectivo usado en actividades operacionales de operaciones corrientes es fundamentalmente atribuible a un aumento en los pagos a proveedores de US$ 254 millones por los bienes y servicios prestados a operaciones corrientes, correspondientes principalmente a:

(i) US$ 250 millones de Edesur a raíz de las mayores compras de energía atribuibles a los mayores precios resultantes del ajuste anual de las tarifas de acuerdo con la inflación local; y

(ii) US$ 58 millones de Enel Generación Perú debido a las mayores compras de energía en relación con los precios más altos pactados.

Estos ingresos y egresos de flujos operacionales se vieron contrarrestados por un egreso neto de US$ 1.194 millones relacionado con la recaudación por ventas de bienes y servicios y los pagos a los proveedores de las operaciones discontinuadas de Enel Generación

Chile y Enel Distribución Chile, empresas que a raíz de la separación de los negocios chilenos de los extranjeros dejamos de consolidar a contar del 1º de marzo de 2016 (véase el análisis precedente). La disminución en el flujo de efectivo neto proveniente de las actividades operacionales de las operaciones corriente y discontinuadas se vio parcialmente compensada por una disminución en otros egresos de flujos operacionales de US$ 293 millones, debido a) a mayores pagos por concepto de IVA y otros impuestos de US$ 132 millones; b) a la menor recaudación por Codensa Hogar en Colombia de US$ 99 millones; y c) a otros menores pagos relacionados con actividades operacionales de US$ 163 millones. Lo anterior se vio contrarrestado por mayores pagos a la Cuenta de Desarrollo Energético de Brasil de US$ 77 millones.

Para obtener mayor información sobre nuestros resultados operacionales correspondientes a los ejercicios 2017, 2016 y 2015, véase el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados operacionales —2. Análisis de los resultados operacionales de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016" y "— 3. Análisis de los resultados operacionales de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015."

Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, el efectivo neto usado en actividades de inversión ascendió a US$ 2.479 millones, correspondientes fundamentalmente a:

(i) US$ 720 millones para la adquisición de Enel Distribución Goiás por parte de Enel Brasil;

(ii) US$ 688 millones para la incorporación de los activos intangibles (según la CINIIF 12) de nuestras filiales de distribución brasileñas;

(iii) US$ 436 millones para la adquisición de Volta Grande por parte de Enel Brasil;

(iv) US$ 682 millones para inversiones en activos fijos realizadas por nuestras filiales, esencialmente: US$ 251 millones de Codensa, US$ 122 millones de Edesur, US$ 109 millones de Emgesa y US$ 78 millones de Enel Distribución Perú; y

(v) US$ 81 millones para la compra de una participación minoritaria en Enel Distribución Perú por parte de Enel Perú, una sociedad holding de Perú.

Esto se vio parcialmente compensado con los intereses de US$ 101 millones recibidos de operaciones corrientes.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, el efectivo neto usado en actividades de inversión de las operaciones corrientes y discontinuadas ascendió a US$ 735 millones, que se explica en gran parte por la adquisición de activos fijos por un total de US$ 1.230 millones, de los cuales US$ 1.141 millones provenían de operaciones corrientes. El efectivo neto usado en actividades de inversión estuvo fundamentalmente conformado por:

(i) la incorporación de activos intangibles (según la CINIIF 12) de nuestras filiales de distribución brasileñas por la suma de US$ 406 millones; y

(ii) la realización de inversiones para garantizar la sostenibilidad del negocio de distribución: US$ 221 millones de Codensa, US$ 134 millones de Edesur y US$ 119 millones de Enel Distribución Perú.

Esto se vio parcialmente compensado con intereses de US$ 126 millones recibidos de operaciones corrientes y US$ 103 millones recibidos por concepto de venta de propiedades, centrales y equipos, de los cuales US$ 80 millones correspondían a la venta de líneas de transmisión y de una propiedad inmobiliaria por parte de Enel Generación Perú. Además, el efectivo neto usado en actividades de inversión de operaciones corrientes y discontinuadas provenía de la recaudación de US$ 253 millones de partes relacionadas, principalmente debido a un pago de US$ 247 millones efectuado a nosotros por Enel Generación Chile en relación con un préstamo interempresa estructurado.

Para obtener mayor información sobre la adquisición de activos fijos durante los ejercicios 2017 y 2016, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — Inversiones de capital, desembolsos de capital y desinversiones".

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, el efectivo neto usado en actividades de financiamiento disminuyó a US$ 589 millones, una disminución de US$ 505 millones en comparación con los US$ 1.094 millones del ejercicio 2016. A continuación se describen los principales impulsores de esta variación.

El total de egresos de efectivo correspondió principalmente a:

(i) US$ 1.128 millones en pagos de préstamos y bonos (incluidos US$ 342 millones pagados por Enel Distribución Río, US$ 222 millones pagados por Enel Distribución Ceará, US$ 182 millones pagados por Codensa, US$ 138 millones pagados por Enel Distribución Goiás, US$ 116 millones pagados por Emgesa, US$ 45 millones pagados por Enel

Distribución Perú, US$ 27 millones pagados por Dock Sud, US$ 22 millones pagados por Enel Generación Perú y US$ 22 millones pagados por Chinango, entre otros);

(ii) US$ 544 millones en pagos de dividendos a terceros, excluidos los dividendos pagados a nosotros (incluidos US$ 287 millones pagados por nosotros en forma individual, US$ 106 millones pagados por Emgesa, US$ 98 millones pagados por Codensa, US$ 13 millones pagados por El Chocón, US$ 12 millones pagados por Enel Distribución Ceará, US$ 9 millones pagados por Enel Generación Perú y US$ 9 millones pagados por Enel Distribución Perú, entre otros); y

(iii) US$ 344 millones por gastos de intereses (incluidos US$ 126 millones pagados por Emgesa, US$ 52 millones pagados por Enel Distribución Río, US$ 42 millones pagados por Codensa, US$ 29 millones pagados por Enel Distribución Ceará, US$ 29 millones pagados por Enel Distribución Goiás, US$ 27 millones pagados por Enel Distribución Perú y US$ 26 pagados por nosotros, entre otros).

El total de ingresos de efectivo proveniente de las actividades de financiamiento correspondieron primordialmente a:

(i) US$ 390 millones en préstamos y bonos otorgados a / emitidos por Enel Distribución Río;

(ii) US$ 287 millones en préstamos y bonos otorgados a / emitidos por Enel Distribución Ceará;

(iii) US$ 264 millones en préstamos y bonos otorgados a / emitidos por Volta Grande;

(iv) US$ 250 millones en bonos emitidos por Codensa;

(v) US$ 173 millones en préstamos otorgados a Enel Distribución Goiás ;

(vi) US$ 61 millones en préstamos otorgados a Fortaleza; y

(vii) US$ 34 millones en préstamos otorgados a Emgesa.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, el efectivo neto usado en actividades de financiamiento de operaciones corrientes y discontinuadas disminuyó a US$ 1.094 millones, en comparación con los US$ 1.619 millones usados en el ejercicio 2015. A continuación se describen los principales impulsores de esta variación.

El total de egresos de efectivo de las actividades de financiamiento de operaciones corrientes correspondió principalmente a:

(i) US$ 1.034 millones en pagos de préstamos y bonos (incluidos US$ 255 pagados por nosotros en forma individual y los montos pagados por nuestras filiales: Enel Distribución Perú (US$ 178 millones), Emgesa (US$ 159 millones), Enel Distribución Río (US$ 130 millones), Enel Generación Perú y Chinango (US$ 129 millones) y Enel Distribución Ceará (US$ 116 millones), entre otros);

(ii) US$ 616 millones en pagos de dividendos a terceros, excluidos los dividendos pagados a nosotros (incluidos US$ 339 millones pagados por nosotros en forma individual, US$ 135 millones pagados por Emgesa, US$ 74 millones pagados por Codensa y US$ 42 millones pagados por Endesa Américas, entre otros); y

(iii) US$ 347 millones en gastos por intereses (incluidos US$ 146 millones pagados por Emgesa, US$ 54 millones pagados por Enel Distribución Río, US$ 48 millones pagados por Codensa, US$ 36 millones pagados por Enel Distribución Ceará, US$ 27 millones pagados por Enel Distribución Perú y US$ 21 millones pagados por nosotros, entre otros).

Otro egreso importante ascendió a US$ 470 millones correspondiente a otros egresos de efectivo de operaciones corrientes y discontinuadas, mayormente como consecuencia de: (i) la división de nuestro efectivo y equivalentes de efectivo en relación con la Reorganización 2016 de US$ 238 millones; (ii) el pago de derivados financieros de US$ 124 millones en relación con nuestros Bonos Yankee a 10 años emitidos en 1996, los que vencieron en diciembre de 2016; y (iii) los pagos de comisiones y descuentos en relación con bonos y préstamos bancarios de US$ 98 millones.

El total de ingresos de efectivo de las actividades de financiamiento de las operaciones corrientes correspondió fundamentalmente a:

(i) US$ 586 millones en Bonos Yankee emitidos por nosotros;

(ii) US$ 265 millones en bonos emitidos por Emgesa;

(iii) US$ 233 millones en préstamos y bonos otorgados a / emitidos por Enel Distribución Perú;

(iv) US$ 229 millones en préstamos otorgados a Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará; y

(v) US$ 146 millones en préstamos otorgados a Codensa.

La descripción de los riesgos de liquidez resultantes de la incapacidad de nuestras filiales de transferir fondos se encuentra en el "Ítem 3. Información esencial — D. Factores de riesgo — Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos de los pagos de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas".

La estrategia de financiamiento general de las filiales bajo nuestro control es coordinada por nosotros. Sin embargo, nuestras filiales operativas preparan sus planes de inversiones de capital de manera independiente y financian sus programas de ampliación de capital con fondos generados internamente o con financiamientos directos. Nosotros no estamos legalmente obligados ni nos hemos comprometido en forma alguna a apoyar financieramente a nuestras filiales. En algunos casos, nuestras filiales podrían ser parcialmente financiadas por nosotros a través de préstamos interempresa. Para obtener mayor información sobre nuestros compromisos relacionados con inversiones de capital, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — Inversiones de capital, desembolsos de capital y desinversiones" y la tabla de nuestras obligaciones contractuales mostrada más adelante bajo el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — F. Tabla informativa de obligaciones contractuales".

Habiendo establecido nuestra política corporativa en conexión con la autonomía financiera que esperamos de nuestras filiales, hemos proporcionado en el pasado, de una forma muy limitada, apoyo financiero a Argentina a través de préstamos interempresa y contribuciones de capital en las cuales la deuda fue capitalizada y, más recientemente, a Brasil.

Al 31 de diciembre de 2017, nuestra deuda financiera consolidada ascendía a un total de US$ 5.004 millones y tenía el siguiente perfil de vencimientos:

- US$ 671 millones en el año 2018;
- US$ 1.742 millones entre los años 2019 y 2020;
- US$ 986 millones entre los años 2021 y 2022; y
- US$ 1.605 millones con posterioridad.

El siguiente es un desglose por país de la deuda que vence en el año 2018:

- US$ 289 millones de deuda de Brasil;
- US$ 266 millones de deuda de Colombia;
- US$ 102 millones de deuda de Perú;
- US$ 11 millones de deuda de Chile; y
- US$ 3 millones de deuda de Argentina.

Hemos accedido a los mercados de capitales internacionales (incluidas las ofertas de ADS registradas ante la SEC estadounidense) en los años 1993, 1996, 2000, 2003 y 2013. También hemos emitido bonos en los Estados Unidos (Bonos Yankee). Desde 1996, hemos emitido un total de US$ 1.750 millones en Bonos Yankee.

La siguiente tabla muestra los Bonos Yankee emitidos por nosotros que se encuentran pendientes al 31 de diciembre de 2017. La tasa de interés anual del cupón promedio ponderado de dichos bonos es de 4,0%, sin dar efecto a la duración de cada bono ni a las opciones de venta.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón	Monto total del capital	
				Emitido	Pendiente
			(%)	(en millones de US$)	
Enel Américas	10 años	octubre de 2026	4,00	600	600
Enel Américas[1]	30 años	diciembre de 2026	6,60	150	1
Total			**4,004** [2]	**750**	**601**

(1) Los tenedores de nuestros Bonos Yankee al 6,6% con vencimiento el año 2026 ejercieron su opción de venta el 1º de diciembre de 2003 por un monto de capital total de US$ 149 millones, dejando US$ 1 millón pendiente.
(2) Cupón promedio ponderado por monto pendiente.

La siguiente tabla muestra los bonos emitidos por Emgesa en los Estados Unidos. Los bonos están denominados en pesos colombianos. La tasa de interés anual de dichos bonos es de un 10,17%.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón (tasas ajustada según la inflación) (%)	Monto total del capital		
				Emitido (en miles de millones de CP$)	Pendiente (en miles de millones de CP$)	(en millones de US$)[1]
Emgesa	10 años	enero de 2021	10,17	737	737	247

(1) Calculado en base al tipo de cambio observado vigente el 31 de diciembre de 2017, que era de CP$ 2.984 por US$ 1,00.

Tanto nosotros como nuestras filiales en los países en los que operamos tenemos acceso a los mercados de capitales locales de los países en los que hemos emitido instrumentos de deuda, tales como instrumentos negociables y bonos a mediano y largo plazo, que son principalmente vendidos a los fondos de pensiones, compañías de seguros y otros inversionistas institucionales.

La siguiente tabla muestra los bonos chilenos denominados en UF emitidos por nosotros que se encontraban pendientes al 31 de diciembre de 2017.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón (tasas ajustada según la inflación)	Monto total del capital		
				Emitido	Pendiente	
			(%)	(en millones de UF)	(en millones de UF)	(en millones de US$)
Enel Américas Series B2	21 años	junio de 2022	5,75	2,5	0,7	32

Para consultar una descripción completa de los bonos locales emitidos por nosotros, véase el acápite “Obligaciones garantizadas y no garantizadas, por empresa” de la Nota 19 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

La siguiente tabla muestra los bonos locales emitidos por nuestras filiales extranjeras que se encontraban pendientes al 31 de diciembre de 2017. Presentamos la información agregada de cada empresa. La columna de vencimiento refleja la emisión con el vencimiento más largo y la tasa del cupón corresponde al cupón promedio ponderado de todas las emisiones de cada empresa.

Emisor	Vencimiento	Cupón[1] (%)	Monto del capital total pendiente (en millones de US$)
Enel Distribución Río	julio de 2019	16,47	112
Codensa	noviembre de 2025	11,26	280
Enel Distribución Ceará	diciembre de 2024	17,35	120
Enel Generación Perú	enero de 2028	6,43	33
Enel Distribución Perú	noviembre de 2038	6,39	233
Emgesa	mayo de 2030	11,21	619
Total			**1.396**

(1) Muchas de las tasas de cupón son tasas variables basadas en los índices locales, tales como la inflación. La tabla refleja la tasa de cupón que considera cada índice local al 31 de diciembre de 2017.

Frecuentemente participamos en los mercados de bancos comerciales internacionales a través de créditos sindicados prioritarios no garantizados, incluidas líneas de crédito de plazo fijo y renovables. También contamos con créditos de los bancos chilenos en virtud de líneas de crédito totalmente comprometidas, conforme a las cuales un eventual Efecto Negativo Importante (ENI) no sería un impedimento para utilizar esta fuente de liquidez. En el año 2016, suscribimos un crédito renovable bilateral a 3 años por un monto total de UF 2,8 millones (US$ 124 millones al 31 de diciembre de 2017), según se muestra en la siguiente tabla:

Prestatario	Tipo	Vencimiento	Monto del crédito (en millones de UF)	Monto utilizado (en millones de UF)
Enel Américas	Crédito renovable bilateral	marzo de 2019	2,8	—

Nuestras filiales tienen amplio acceso a líneas de crédito totalmente comprometidas disponibles en los mercados locales, tal como se detalla a continuación.

Prestatario	Tipo	Último vencimiento	Monto del crédito (en millones de US$)	Monto utilizado (en millones de US$)
Enel Distribución Río	Crédito renovable bilateral	junio de 2018	30	—
Enel Generación Perú	Crédito renovable bilateral	septiembre de 2019	31	—
Enel Distribución Perú	Crédito renovable bilateral	septiembre de 2019	69	—
Enel Brasil	Crédito renovable bilateral	abril de 2018	15	—
Total			**146**	—

Como resultado de lo anterior, al 31 de diciembre de 2017 teníamos acceso a créditos renovables totalmente comprometidos no utilizados, tanto nacionales como internacionales, por un monto total máximo de US$ 270 millones.

También contamos habitualmente con líneas de crédito no comprometidas de bancos chilenos por un monto aprobado de aproximadamente US$ 2 millones en total, ninguna de las cuales ha sido utilizada. A diferencia de las líneas de crédito comprometidas descritas precedentemente, las cuales no están sujetas a una condición suspensiva de no ocurrencia de un ENI antes de su desembolso, el mayor riesgo que presentan estás líneas de crédito es que podrían no ser desembolsadas en caso de producirse un ENI y, por lo tanto, podrían en tales circunstancias limitar nuestra liquidez. Nuestras filiales también tienen acceso líneas de crédito no comprometidas de bancos locales por un monto total de US$ 359 millones, las que no habían sido utilizadas al 31 de diciembre de 2017.

También tenemos acceso al mercado de instrumentos negociables chileno, conforme a programas que han sido inscritos ante la CMF, por hasta US$ 200 millones. Adicionalmente, tenemos un programa de bonos locales inscrito ante la CMF por UF 12,5 millones (US$ 545 millones al 31 de diciembre de 2017), que no ha sido utilizado todavía. Finalmente, nuestras filiales extranjeras tienen acceso, además, a otros tipos de financiamiento, tales como créditos gubernamentales, de proveedores y leasings, entre otros.

El 22 de enero de 2018 inscribimos una nueva línea de bonos ante la CMF. Esta línea nos permitirá emitir bonos locales por un monto total de UF 15 millones (US$ 654 millones), con vencimiento de hasta 30 años a partir de la fecha de inscripción de la línea de bonos.

El 14 de febrero de 2018 suscribimos un contrato de crédito renovable prioritario no garantizado (el Contrato de Crédito) con BNP Paribas, Citibank, N.A., Credit Agricole Corporate and Investment Bank, JP Morgan Chase Bank y Sumitomo Mitsui Banking Corporation. El Contrato de Crédito contempla una línea de crédito a 36 meses, por un monto total de of US$ 500 millones. Dicho Contrato de Crédito se rige por las leyes del Estado de Nueva York. El 17 de abril de 2018 ampliamos la línea de crédito a US$ 800 millones.

Salvo por los Bonos Yankee registrados con la SEC estadounidense, los cuales no están sujetos a acuerdos financieros, nuestras líneas de endeudamiento pendientes incluyen acuerdos financieros. Los tipos de acuerdos financieros y sus respectivos límites varían según el tipo de deuda. Al 31 de diciembre de 2017, el acuerdo financiero más restrictivo que nos afectaba era la razón Activos No Garantizados / Total de Pasivos No Garantizados, según la definición asignada a este término contractualmente, correspondiente a los bonos locales Serie B2 que vencen en junio de 2022. Conforme a dicho acuerdo, la deuda adicional máxima en que podemos incurrir sin caer en incumplimiento asciende a US$ 1.613 millones. Al 31 de diciembre de 2017 y a la fecha de este informe, nosotros y nuestra filiales hemos cumplido con los acuerdos financieros estipulados en nuestros instrumentos de deuda.

Como es habitual para ciertas líneas de crédito y endeudamiento en el mercado de capitales, una parte importante de nuestro endeudamiento financiero está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado. Las líneas de crédito renovables descritas precedentemente, como también todos nuestros Bonos Yankee, están sujetos a cláusulas de incumplimiento cruzado con distintas definiciones, criterios, umbrales de relevancia y aplicabilidad a las filiales que podrían dar origen a un incumplimiento cruzado.

Nuestra línea de crédito local que vence en marzo de 2019 no contiene otras cláusulas de incumplimiento cruzado respecto de la deuda aparte de las relativas al endeudamiento propio del prestatario.

Las cláusulas de incumplimiento cruzado de una parte significativa de nuestros Bonos Yankee podrían ser activadas por otra deuda del prestatario o por la deuda de sus filiales importantes, conforme a la definición contractual. Un incumplimiento individual respecto de las deudas vencidas podría resultar en un incumplimiento cruzado para nuestros Bonos Yankee si el capital de dichas deudas vencidas fuese, sobre una base individual, superior a US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Si las obligaciones vencidas impagas exceden el umbral de relevancia, los titulares de los Bonos Yankee podrían acelerar el pago de los mismos si el fideicomisario o los titulares de los bonos que representen como mínimo el 25% de la deuda total de una determinada serie pendiente a esa fecha optasen por hacerlo. Nuestros bonos locales no contienen cláusulas de incumplimiento cruzado que puedan ser activadas por incumplimiento de nuestras filiales.

Nuestros Bonos Yankee no están garantizados ni sujetos a garantías de nuestras filiales o sociedad matriz y no contienen acuerdos financieros.

Nuestras filiales tienen acceso a líneas de crédito existentes por montos suficientes como para satisfacer sus actuales necesidades de capital de trabajo. Sin embargo, durante el año 2015 y parte del año 2016, nuestras filiales brasileñas tuvieron un acceso muy limitado a los mercado de capitales debido a la situación financiera de Brasil. En los años 2016 y 2017, nuestras filiales brasileñas tuvieron acceso a los mercados financieros a través de distintas transacciones de financiamiento emprendidas exitosamente. En particular, tuvieron acceso al mercado de capitales de deuda y suscribieron préstamos bilaterales a tasas de mercado competitivas.

El pago de dividendos y los repartos por parte de nuestras filiales y afiliadas representan una importante fuente de fondos para nosotros. El pago de dividendos y los repartos de ciertas filiales y afiliadas podrían eventualmente estar sujetos a restricciones legales, tales como las exigencias en cuanto a reserva legal, los criterios sobre capital y utilidades retenidas, y otras restricciones contractuales. Los asesores legales de los países en los cuales operan nuestras filiales y afiliadas nos han informado sobre las restricciones legales actuales aplicables al pago de dividendos o a los repartos en las jurisdicciones de constitución de dichas filiales y afiliadas. A la fecha hemos cumplido con las restricciones legales y, por lo tanto, actualmente dichas restricciones no afectan el pago de dividendos o los repartos a nosotros. Ciertas líneas de crédito y contratos de inversión de nuestras filiales o afiliadas podrían restringir el pago de dividendos o los repartos en determinadas circunstancias especiales. Por ejemplo, uno de los bonos chilenos denominados en UF de Enel Generación Chile con vencimiento en octubre de 2028 limita el monto de los préstamos entre empresas que Enel Generación Chile y sus subsidiarias consolidadas pueden otorgarnos. El umbral de dicha limitación en cuanto a los préstamos entre compañías asciende actualmente a un total de US$ 100 millones. Para una descripción de los riesgos de liquidez resultantes de nuestra categoría de compañía, véase el "Ítem 3. Información esencial — D. Factores de riesgo — Dependemos de los pagos de nuestras subsidiarias, entidades controladas conjuntamente y asociadas para cumplir con nuestras obligaciones de pago".

Nuestras inversiones de capital proyectadas para los años 2018 hasta 2020 ascienden a US$ 5.233 millones, de los cuales US$ 2.079 millones son considerados como inversiones no discrecionales. Las inversiones de capital en mantenimiento son consideradas como no discrecionales porque necesitamos mantener normas de calidad y operación en nuestras instalaciones, pero tenemos cierta flexibilidad respecto del plazo de estas inversiones. Consideramos que la inversión en proyectos de expansión que se encuentran en ejecución es una inversión no discrecional. Los US$ 3.154 millones restantes los consideramos como inversiones de capital discrecionales. Estas

inversiones de capital discrecionales incluyen aquellos proyectos de expansión que están todavía siendo evaluados, los cuales sólo serán ejecutados si fuesen considerados rentables.

Actualmente, creemos que no tendremos déficits de liquidez que afecten nuestra capacidad de satisfacer nuestras obligaciones importantes descritas en este Informe.

Esperamos poder refinanciar nuestro endeudamiento a su vencimiento, financiar nuestras obligaciones de compra con fondos generados internamente y financiar nuestras inversiones de capital con una combinación de fondos generados internamente y créditos.

C. Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.

Ninguna.

D. Información sobre tendencias

Nuestras filiales participan en la generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Nuestros negocios están sujetos a una amplia gama de condiciones que podrían hacer variar en forma importante nuestras ganancias y flujos de caja de un año a otro. Nuestro objetivo es establecer en cada uno de estos países individualmente una política comercial equilibrada y conservadora tendiente a controlar las variables relevantes, reducir los riesgos y estabilizar nuestros resultados operacionales.

Nuestros ingresos netos provienen principalmente de los ingresos operacionales de nuestras filiales, como también de ingresos no operacionales, los cuales se componen primordialmente de ingresos provenientes de empresas asociadas que se contabilizan usando el método de participación, efectos del tipo de cambio de divisas, gastos por concepto de intereses y gastos por concepto de impuestos.

Generación

Nuestros ingresos operacionales se ven afectados por el efecto combinado de diversos factores, tales como los precios de nuestra electricidad contratada, las condiciones hidrológicas existentes, los precios de los combustibles usados para la generación termoeléctrica de electricidad, las obligaciones contractuales, el mix de generación y los precios de la electricidad en el mercado *spot*, entre otros. El efecto combinado de muchos de estos factores afectan nuestros ingresos operacionales.

Los precios de venta y los costos de la energía en cada uno de los mercados en los que operamos son algunos de los principales impulsores de nuestros resultados operacionales. La cantidad de electricidad vendida se ha mantenido generalmente estable en el tiempo, con aumentos que reflejan el crecimiento económico y demográfico. Nuestras utilidades provenientes de las ventas con contrato dependen de la capacidad de generar o comprar electricidad a un precio más bajo que el precio de venta contratado. Sin embargo, el precio de la electricidad vendida o comprada en el mercado *spot* es mucho más difícil de predecir debido a que el precio *spot* de generación se ve influenciado por diversos factores, los cuales pueden variar en cada uno de los países en los que operamos. En general, cuando las condiciones hidrológicas son abundantes, los precios *spot* bajan, mientras que en condiciones de sequía los precios suben, aunque este impacto sobre los precios puede mitigarse con la incorporación de ERNC en cada uno de los países en los que operamos.

Nuestros ingresos operacionales no se verían negativamente afectados aún cuando tengamos que comprar electricidad a precios altos en el mercado *spot* si gestionamos adecuadamente nuestra política comercial. Mitigamos nuestra exposición a la volatilidad del mercado *spot* mediante la contratación de una parte importante de nuestra generación de electricidad a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo. El nivel óptimo de compromisos de suministro de electricidad es aquel que nos protege contra las condiciones de costo marginal bajo, como aquellas existentes durante las épocas lluviosas, aprovechando, al mismo tiempo, las condiciones de costo marginal alto, como aquellas existentes durante los años de sequía cuando los precios del mercado *spot* son altos. Con el objeto de determinar el mix óptimo de contratos de largo plazo y ventas en el mercado *spot*: (i) proyectamos nuestra generación total tomando en consideración nuestro mix de generación, la incorporación de proyectos nuevos en construcción y diversos escenarios hidrológicos; y (ii) proyectamos el costo marginal del sistema usando modelos estocásticos propios. Esta política comercial no es aplicable en Argentina, donde las ventas con contrato son irrelevantes y nuestro margen depende fuertemente del marco regulador, el cual es estrictamente controlado y regulado por el gobierno, según se explica en detalle más adelante.

Los precios *spot* de la electricidad también se ven afectados por los precios internacionales de commodities tales como el combustóleo, el carbón y el GNL. Los precios de los combustible afectan nuestros resultados porque ellos afectan directamente los costos de generación de nuestras centrales termoeléctricas, especialmente en Perú, donde aproximadamente el 61% de nuestra capacidad es termoeléctrica, contrariamente a la situación en Colombia y Brasil, donde nuestra capacidad es mayoritariamente hidroeléctrica. Los precios de los commodities, principalmente el petróleo, han experimentado caídas importantes a partir del año 2014, alcanzando su menor nivel en el primer trimestre de 2016. Desde entonces, los precios del combustible han ido aumentando y esperamos que esta

tendencia se mantenga durante el año 2018. Por lo tanto, nuestros costos podrían también aumentar, especialmente los de nuestras centrales peruanas. Nuestros costos dependen de otros factores, tales como los precios *spot*, el mix de generación, incluida la generación de ERNC, la hidrología y nuestros excedentes / déficits contractuales. Para mitigar el riesgo de los crecientes costos de los combustibles, controlamos el riesgo del precio del commodity respectivo usando contratos derivados, especialmente en Colombia, y hemos suscritos contratos de suministro para cubrir parte del combustible requerido para operar nuestras unidades de generación termoeléctrica, las cuales, entre otros tipos de combustible, usan gas natural. Estos nos permite usar otros combustibles en el caso de que el precio del GNL fuese demasiado alto, si hubiese una escasez en el suministro o si el GNL no estuviese disponible, como ha sido el caso en Perú. En el año 2019 vencerán algunos de los contratos de suministro de GNL de nuestras filiales peruanas, por lo que estamos negociando su renovación con nuestros proveedores; sin embargo, el resultado de dichas negociaciones es incierto. Además, debido al importante retraso sufrido en el calendario de ejecución del gasoducto que se construirá en el sur de Perú (denominado Gasoducto Sur Peruano), el cual fue postergado hasta al menos el año 2023, creemos que las centrales termoeléctricas ubicadas en dicha zona del país comenzarán a generar usando diésel en lugar de GNL, lo cual podría traducirse en un alza en los precios de la energía en todo el sistema. Esto adquiere especial importancia debido a la creciente tendencia de penalizar las tecnologías dependientes de los combustibles, como el carbón y el diésel, los cuales tienen un mayor impacto ambiental.

Este marco general se aplica a la mayoría de los países en los cuales operamos, con ciertas consideraciones específicas a cada país. En Argentina, el mercado eléctrico está fuertemente reglamentado y los precios de la electricidad son determinados por la CAMMESA. Sin embargo, este régimen está cambiando y el gobierno que asumió en diciembre del 2015 estableció para los generadores un nuevo régimen de remuneración basado en los costos promedio de las empresas de generación, el cual contempla pagos para cubrir los costos fijos y variables dependiendo de la tecnología, el tamaño de la central y el tipo de combustible, si correspondiese. Aproximadamente un 63% de la capacidad instalada de Argentina y un 71% de nuestra propia capacidad instalada en dicho país es termoeléctrica y la CAMMESA es el único proveedor de combustible para las operaciones de generación termoeléctrica. Ningún otro agente del mercado puede comercializar combustibles y, debido a ello, los precios de los combustibles y los commodities no afectan directamente nuestras operaciones dado que recibimos el combustible requerido directamente de la CAMMESA, sin ningún efecto sobre nuestros costos. El gobierno argentino anunció recientemente que la liberalización de la industria eléctrica, incluido el mercado de los combustibles, se llevará a cabo en los años 2018-2019. Creemos que posteriormente también se liberalizará el régimen de remuneración, volviéndose al sistema de precio marginal que existía en el año 2001.

En Brasil, Fortaleza tiene un contrato con Petrobras, en virtud del cual el suministro de gas estaba garantizado hasta el año 2023 a un precio definido contractualmente. Sin embargo, en septiembre de 2017, después de 15 años de suministro continuo, Petrobras comunicó a Fortaleza su intención de dar término al contrato, aduciendo un desequilibrio de precios en comparación con las condiciones de mercado existentes. Después de iniciar ciertas acciones legales, en febrero de 2018 Petrobras suspendió el suministro de gas y Fortaleza cesó sus operaciones en marzo de 2018 y a la fecha de este Informe se encuentra todavía fuera de operación. Además, Fortaleza suscribió con Enel Distribución Ceará un contrato de compraventa de electricidad para todas sus operaciones hasta el año 2023, año de término de la concesión de Fortaleza. Para evitar un incumplimiento de dicho contrato, Fortaleza se verá obligada a comprar la electricidad requerida en el mercado *spot*. Basados en las actuales condiciones, proyectamos una reducción en los ingresos operacionales diarios de aproximadamente US$ 200.000 mientras se mantenga esta situación. Esta situación afectará negativamente nuestros resultados en el ejercicio 2018, dependiendo del número de días durante los cuales Fortalezca se vea forzada a permanecer fuera de operación. Nuestras filiales, junto con el gobierno brasileño y la ANEEL, continúan analizando una solución de largo plazo.

En Colombia, el 69% de la capacidad del país y más del 87% de nuestra propia capacidad instalada es hidroeléctrica, por lo que las condiciones hidrológicas, las cuales son difíciles de predecir, afectan en forma aún más significativa los precios de mercado. Por lo tanto, los precios de la electricidad son altamente volátiles y podrían, por ejemplo, verse afectados por las expectativas de que se manifieste el fenómeno de El Niño (condiciones hidrológicas secas), lo cual podría hacer subir repentinamente los precios. Para mitigar el riesgo asociado con la volatilidad de los precios de la energía en el mercado *spot*, Emgesa ingresó al mercado de derivados de energía; sin embargo, el mercado de derivados de energía colombiano no es aún un mercado líquido.

En Perú, los contratos con clientes regulados son obtenidos a través de licitaciones y los con clientes no regulados, a través de negociaciones libres. Contamos con contratos de suministro de 3 a 12 años, dependiendo del tipo de cliente. Durante el año 2017, la proporción de ventas no reguladas aumentó en relación con las ventas con contrato a los clientes regulados (distribuidores). Esto nos permite negociar precios competitivos y mantener nuestra participación de mercado. Actualmente, los clientes cuya demanda de energía es superior a 200 kW (y hasta un máximo de 2.500 MW) pueden elegir entre ser clientes regulados o clientes no regulados informando de ello a su actual proveedor con una anticipación mínima de un año. Muchos clientes han optado por ser clientes no regulados, fundamentalmente debido a los menores precios de la energía vigentes en el mercado peruano, lo que, a su vez, se explica por la sobreoferta de energía. Con el objeto de evitar una mayor sobrecontratación de distribuidores, el regulador peruano está trabajando en una propuesta para aumentar a 1 MW el límite de demanda de energía por encima de la cual los clientes pueden optar por ser clientes regulados o no regulados hasta diciembre de 2019. Las medidas apuntan a una demanda más predecible de los distribuidores y, por ende, de los precios, mediante la reducción de las migraciones entre clientes regulados y no regulados, especialmente cuando se proyecta que

los precios subirán a partir del año 2021 debido a la eliminación de la sobreoferta. Creemos que estas medidas tendrán un efecto negativo para nuestras empresas generadoras peruanas, ya que reducirán las posibilidades de negociar con los nuevos clientes no regulados.

Considerando las perspectivas macroeconómicas favorables de Argentina, Brasil, Colombia y Perú, que representaron un 12%, 25%, 46% y 18%, respectivamente, de nuestros ingresos operacionales al 31 de diciembre de 2017, creemos que nuestro desempeño operacional será razonablemente bueno durante los próximos años. El crecimiento proyectado para el año 2018 del producto interno bruto (PIB) de Argentina, Brasil, Colombia y Perú es de un 2,7%, 2,7%, 2,6% y 3,6%, respectivamente. Estos porcentajes se basan en los Latin American Consensus Forecasts publicado por Consensus Economics Inc. el 19 de marzo de 2018. El crecimiento proyectado para el año 2018 de la demanda anual de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú es de un 2,3%, 1,5%, 1,5% y 5,1%, respectivamente.

Durante los últimos años, la generación con fuentes de ERNC ha exhibido una sólida tendencia de crecimiento, a un ritmo mayor que el proyectado, fundamentalmente debido al cada vez menor capital que requieren las competitivas tecnologías eólicas y solares, ganando competitividad incluso sin subsidios fiscales. Esta tendencia de crecimiento se ha visto impulsada por distintas iniciativas gubernamentales. Por ejemplo, Argentina está atrayendo el mayor interés de los inversionistas en la región, debido a que el país necesita construir aproximadamente 10 GW de capacidad renovable para cumplir con su meta autoimpuesta de generar como mínimo un 20% de su energía con fuentes renovables hacia el año 2025. Se están desarrollando nuevas inversiones mediante procesos de licitación. Creemos que tendremos una mayor competencia de parte de nuestras contrapartes internacionales en la próxima licitación. Nuestra asociada Enel Green Power Argentina se adjudicó su primer proyecto en la ronda previa (Pampa Wind de 100 MW). Sin embargo, creemos que el crecimiento de las fuentes renovables excederá la meta gubernamental, considerando los actuales altos precios para los consumidores industriales de aproximadamente US$ 75 por MWh. En Colombia, de acuerdo con el decreto gubernamental publicado este año, la primera licitación pública con contrato de compraventa de energía de largo plazo basado en las ERNC tendrá lugar antes del mes de agosto de 2018. En Brasil, el plan para cumplir con la meta de reducción de emisiones de CO_2 hacia el año 2030 contempla aumentar la generación con fuentes ERNC a un 23% de la demanda de electricidad hacia el año 2030. Además, como resultado de las mejores condiciones macroeconómicas y la creciente demanda de energía en Brasil, el gobierno proyecta organizar licitaciones de ERNC con fechas de operación comercial para los años 2022-2024. En Perú, con el objeto de cumplir con la meta de que el 5% del consumo total de energía del país sea generado con fuentes de energías renovables, las licitaciones públicas para dichas fuentes se efectúan cada 2-3 años. Adicionalmente, las regulaciones de muchos países sudamericanos permiten que los generadores suscriban contratos de compraventa de energía bilaterales con los grandes clientes, algunos de los cuales se encuentran ya en vigencia (como en Brasil) o en etapas avanzadas (como en Argentina). Por lo tanto, creemos que en el futuro la capacidad de generación con fuentes de ERNC seguirá creciendo en los países en los que operamos. Sin embargo, la mayoría de los proyectos de ERNC promovidos por Enel, muestro accionista controlador, están siendo desarrollados en los cuatro países en los que operamos por Enel Green Power S.p.A., en la cual no tenemos una participación accionaria, y sus subsidiarias.

También existe una tendencia de favorecer proyectos más pequeños que, si bien están llegando a ser más rentables, no han alcanzado aún economías de escala. Estos proyectos enfrentan menos restricciones ambientales y una menor oposición. Además, sus períodos de construcción son más cortos, por lo que los riesgos de financiamiento son menores, y tienen la ventaja de ofrecer una mayor flexibilidad para enfrentar los cambios en la demanda y en las necesidades de los clientes. Durante los últimos años, el costo de las ERNC ha disminuido a raíz de los avances tecnológicos, permitiendo que los proyectos más pequeños sean más rentables y menos contenciosos que la energía convencional. La continua adición de centrales de ERNC a la red requerirá una mayor flexibilidad del mercado y una concentración en la eficiencia operacional para combinar las distintas tecnologías y, al mismo tiempo, mantener la seguridad e intentar preservar la continuidad del suministro del sistema, que es normalmente una debilidad de las fuentes de ERNC. Las fuentes eólicas y solares, que son las fuentes de ERNC más ampliamente usadas, presentan una mayor intermitencia que otras instalaciones convencionales, debido a que sólo pueden generar electricidad cuando sopla el viento o brilla el sol. Además, según las proyecciones, algunos clientes podrán generar su propia energía basada en una mayor disponibilidad de fuentes de ERNC. Esto resultará en una mayor comercialización de los excedentes del sistema y, por lo tanto, los operadores de la red y las empresas distribuidoras deberán enfrentar estos cambios y adaptarse a estos futuros eventos, como también al futuro almacenamiento de energía, cuyo desarrollo conducirá a un nuevo ritmo de crecimiento. Las soluciones de energía almacenada en baterías eventualmente jugarán un papel clave dentro de la próxima década, ofreciendo una solución fundamental para el control de la frecuencia y la estabilidad de la red en el contexto de una penetración importante de las fuentes eólicas y solares.

Distribución

Creemos que nuestra empresas distribuidoras mantendrán su rentabilidad durante el período comprendido entre los procesos de fijación periódica de tarifas, según el modelo tarifario de precios máximos, debido al crecimiento y a las economías de escala. Una vez fijadas las tarifas, las empresas tienen la oportunidad de aumentar su eficiencia y obtener ganancias adicionales asociadas a dichas mayores eficiencias, durante el período subsiguiente a cada nueva fijación tarifaria.

En Argentina, el gobierno ha estado gradualmente implementando reformas al actual marco regulador mediante aumentos de las tarifas reguladas, lo cual creemos que tendrá un efecto positivo en nuestros resultados argentinos. Hasta el año pasado, el gobierno argentino había evitado aumentar las tarifas de la electricidad para los clientes final y había mantenido los precios estacionales prácticamente fijos en pesos argentinos. Sin embargo, durante el año 2017, el ENRE publicó distintas resoluciones que actualizaban las tarifas de distribución. Creemos que durante el año 2018 se efectuarán otros cambios y que principalmente se eliminarán los actuales subsidios a las tarifas de distribución, llegándose a la eliminación de la totalidad de los subsidios.

Esperamos expandirnos orgánicamente en el negocio de distribución. Continuamente estamos buscando nuevas inversiones, especialmente en nuevas tecnologías, con el objeto de automatizar nuestras redes para alcanzar eficiencias operativas y económicas. Instalamos más de 42.485 medidores inteligentes en nuestra área de concesión en Colombia y 5.000 en Argentina (como parte de un plan piloto). Estos medidores inteligentes permitirán contar con redes de comunicación bidireccional, digitalizadas e interconectadas y darán también a nuestros consumidores la oportunidad de mejorar su eficiencia energética. Proyectamos continuar invirtiendo en esta tecnología porque ella nos permitirá reducir los costos, fundamentalmente en los procesos de lectura, desconexión y conexión, como también hacer más eficientes ciertos procesos técnicos de mantenimiento preventivo y correctivo. También hemos focalizado nuestros esfuerzos de comercialización de la distribución en las entidades gubernamentales, los clientes residenciales, las industrias y el transporte urbano. Durante los próximos años esperamos ampliar nuestra oferta de proyectos "llave en mano" a las municipalidades y otras entidades públicas y gubernamentales, ofrecer nuevas tecnologías a los clientes residenciales, tales como servicios de aire acondicionado, soluciones eficientes para calentar agua, sistemas fotovoltaicos, iluminación LED, proyectos relacionados con la eficiencia energética, generación distribuida y proyectos eléctricos, y promover el desarrollo de la movilidad eléctrica urbana e interurbana, la infraestructura de recarga y nuevas tecnologías, como también promover el transporte público eléctrico ofreciendo soluciones integrales para las empresas de transporte.

Crecimiento inorgánico

El gobierno brasileño ha estado trabajando en un plan nacional de privatización para distintas empresas de servicios públicos, entre las cuales podría estar incluida la empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A., conocida como Eletrobras, cuyas ventas de energía durante el año 2017 ascendieron a 162 TWh en su negocio de generación y a 16 TWh en su negocio de distribución. Como parte de este programa, en febrero de 2017 adquirimos la empresa Enel Distribución Goiás y en noviembre de 2017, la empresa Volta Grande, las cuales esperamos que sean rentables en el futuro. Para obtener mayores detalles sobre estas adquisiciones, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — Historia y desarrollo de la Compañía".

E. Acuerdos no reflejados en el balance

No somos parte de ningún acuerdo no reflejado en el balance general.

F. Tabla informativa de obligaciones contractuales

La siguiente tabla muestra nuestras obligaciones de pago al 31 de diciembre de 2017:

		Pagos adeudados por período			
En millones de US$	**Total**	**2018**	**2019-2020**	**2021-2022**	**Después de 2022**
Obligaciones de compra[(1)]	85.717	3.301	8.403	9.242	64.771
Bonos locales[(2)]	2.302	221	684	567	830
Gastos por intereses[(3)]	1.470	363	508	270	328
Deuda bancaria	1.490	320	946	203	21
Obligaciones por pensiones y posteriores al retiro [(4)]	1.741	283	149	127	1.182
Bonos Yankee	848	—	—	247	601
Arrendamientos financieros	110	27	69	14	—
Otras deudas[(5)]	244	40	70	80	54
Total obligaciones contractuales	**93.922**	**4.555**	**10.829**	**10.750**	**67.787**

(1) Incluye las obligaciones de compra del negocio de generación y distribución, las cuales consisten principalmente en compras de energía, contratos de operación y mantenimiento, y otros servicios. Del total de obligaciones contractuales, ascendente a US$ 85.717 millones, un 95,9% corresponde a la energía comprada para distribución, un 2,6% corresponde primordialmente al suministro de combustible, al mantenimiento de líneas de media y alta tensión, al suministro de cables y postes de servicios públicos y a la energía comprada para la generación. El 1,5% restante corresponde a servicios varios, tales como la regasificación de GNL, el transporte de combustible y el tratamiento de carbón.
(2) Valor neto; los instrumentos de cobertura podrían modificar en forma importante el monto pendiente de la deuda.
(3) Los gastos por intereses incluyen los pagos de intereses de todas las obligaciones financieras pendientes, calculados multiplicando el capital por la tasa de interés, presentados de acuerdo a la fecha de vencimiento del pago de intereses.
(4) Contamos con planes financiados y no financiados de pensiones y beneficios posteriores al retiro. Nuestros planes financiados incluyen compromisos contractuales anuales sobre contribuciones, los cuales no cambian basados en su condición financiada. Las estimaciones de flujo de caja reflejadas en la tabla se basan en dichos compromisos contractuales anuales, que incluyen ciertos factores variables estimables, tales como los intereses. Las estimaciones de flujo de caja reflejadas en la tabla que están relacionadas con los planes no financiados se basan en los pagos descontados futuros necesarios para satisfacer todas las obligaciones relacionadas con pensiones y posteriores al retiro.
(5) La partida otras deudas incluye los créditos gubernamentales, los créditos de proveedores y los instrumentos negociables de corto plazo, entre otros.

G. *Safe Harbor*

La información entregada en los Ítemes 5.E y 5.F contiene proyecciones que podrían constituir proyecciones futuras. Véanse las disposiciones sobre *safe harbor* en el acápite "Proyecciones futuras" de la "Introducción" de este Informe.

Ítem 6. Directores, administración superior y empleados

A. Directores y administración superior

Directores

Nuestro Directorio está integrado por siete miembros que son elegidos por períodos de tres años en una Junta Ordinaria de Accionistas (en adelante, JOA). En caso de producirse una vacante antes del término del período, el Directorio procede a elegir a un director provisorio para llenar la vacante hasta la celebración de la próxima JOA, en la cual se eligen todos los miembros del Directorio. Nuestros funcionarios ejecutivos son nombrados por el Directorio y ocupan el cargo para el cual fueron elegidos mientras el Directorio no disponga lo contrario.

Los siguientes eran los miembros del Directorio al 31 de diciembre de 2017:

Directores	Cargo (1)	Fecha de nombramiento
Borja Acha B.	Presidente	2015
Domingo Cruzat A.	Director	2016
Livio Gallo	Director	2016
Patricio Gómez S.	Director	2016
Hernán Somerville S.	Director	2013
José Antonio Vargas L.	Director	2016
Enrico Viale	Director	2016

(1) La eliminación del cargo de vicepresidente fue aprobada en la JEA celebrada el 27 de abril de 2017.

A continuación entregamos una breve descripción biográfica de los miembros de nuestro Directorio, tres de los cuales residen en Chile y cuatro de ellos en Europa, al 31 de diciembre de 2017.

Borja Acha B.
Presidente del Directorio

El Sr. Acha también ejerce los cargos de secretario general, secretario del Consejo de Administración y director de Asuntos Legales y Corporativos de Endesa, S.A., en España. Entre los años 2012 y 2015 ejerció los cargos de secretario del Consejo y fiscal de Enel SpA, y entre los años 1998 y 2013, el de fiscal de Endesa S.A. Entre los años 1991 y 1998 ocupó diversos altos cargos en el servicio público, incluido el de director del área de Asesoría Jurídica de la SEPI, una organización gubernamental española que promovía la privatización de empresas estatales, y altos cargos ejecutivos y legales en la Agencia Industrial Estatal, el Servicio de Impuestos Internos de España y el Servicio Jurídico del Estado ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid. Se desempeñó también como profesor de

Derecho Mercantil en la Universidad Carlos III de Madrid, entre los años 1991 y 1995. El Sr. Acha posee el grado de licenciado en Derecho de la Universidad Complutense de Madrid (Madrid, España).

Domingo Cruzat A.
Director y miembro del Comité de Directores

El Sr. Cruzat es integrante del Directorio de Conpax, una empresa constructora; de Coprefrut, una cooperativa frutícola; de Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos, una empresa sanitaria; y de la Corporación Esperanza, un centro de rehabilitación de drogodependientes. También ejerce como profesor de la Escuela de Negocios ESE de la Universidad de los Andes (Santiago, Chile). El señor Cruzat fue miembro del Directorio de Tech Pack S.A., productor de envases flexibles; de Viña San Pedro Tarapacá, una empresa vitivinícola; de Compañía Sudamericana de Vapores, una empresa de transporte marítimo; de Solfrut, una empresa frutícola; de Alto Inmobiliaria Plaza Santo Domingo, una empresa inmobiliaria; y de Principal Financial Group. Ocupó además los cargos de presidente del Sistema de Empresas Públicas; gerente general de Watt's Alimentos, una productora de alimentos; y gerente general de Bellsouth Comunicaciones S.A., una empresa de telecomunicaciones. El Sr. Cruzat es ingeniero civil de la Universidad de Chile y posee el grado de MBA de la Wharton School (Filadelfia, Estados Unidos).

Livio Gallo
Director

El Sr. Gallo, director global de Infraestructura y Redes de Enel desde el año 2014, es también presidente del Consejo de Administración de Enel Sole S.r.L, una empresa de alumbrado público, y miembro del Consejo de Endesa S.A. y de CESI S.p.A, una empresa de servicios técnicos energéticos. Es además vicepresidente de los Operadores Europeos de Redes de Distribución para la asociación Smart Grids y miembro ejecutivo del Comité Electrotécnico italiano desde el año 2006. Entre los años 2005 y 2014 fue gerente de Infraestructura y Redes de la División Italiana de Enel y gerente general de Enel Distribuzione. Entre los años 2005 y 2013 fue gerente general de Enel Rete Gas, un distribuidor de gas, y entre los años 2005 y 2011, gerente general de Deval S.p.A., un distribuidor de electricidad. Entre los años 2002 y 2004, el Sr. Gallo dirigió del Departamento Comercial de Enel Distribuzione. Se integró a Enel el año 1999 y dirigió el Departamento de Ventas de Eurogen, Elettrogen e Interpower, todas ellas empresas generadoras. El Sr. Gallo es ingeniero electrónico del Politecnico di Milano (Milán, Italia).

Patricio Gómez-Sabaini C.
Director y miembro del Comité de Directores

El Sr. Gómez-Sabaini es director ejecutivo y socio de Sur Capital Partners, un fondo de inversiones privado, desde el año 2005. Ha sido director de BO Packaging, un fabricante de embalajes con operaciones en Chile y Perú, desde el año 2013; de El Tejar Ltda., una empresa agrícola con negocios en Brasil y Bolivia, desde el año 2007; y de Nortel, una empresa de telecomunicaciones, desde el año 2016. Fue miembro del Directorio de Integramédica, una empresa del sector salud chileno, entre los años 2001 y 2010; y de TIBA, un proveedor de servicios satelitales para la industria de televisión por cable en América Latina, entre los años 2002 y 2012. Entre los años 1999 y 2004, el Sr. Gómez-Sabaini ejerció el cargo de director gerente de General Electric Capital – GE Equity, un fondo de inversiones. Es graduado en Administración de Empresas de la George Mason University (Fairfax, Estados Unidos) y posee un MBA de la George Washington University (Washington, D.C., Estados Unidos).

Hernán Somerville S.
Director, presidente y experto financiero del Comité de Directores

El Sr. Somerville ha sido director gerente y socio de Fintec, una empresa de asesoría y administración de inversiones, desde el año 1989. Entre los años 1992 y 2010 ocupó el cargo de presidente de la Asociación de Bancos e Instituciones Financieras. Entre los años 2002 y 2010 fue miembro consejo empresarial del Foro de Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC) y presidente de la Fundación Chilena del Pacífico, una fundación que articula la integración de los países del Pacífico. Fue presidente de la Federación Latinoamericana de Bancos entre los años 1994 y 1996. Entre los años 1983 y 1988 fue director coordinador de la Deuda Externa del Banco Central de Chile. El Sr. Somerville fue también presidente de la Confederación de la Producción y el Comercio; de Transbank S.A., empresa administradora de tarjetas de crédito y débito; e integrante del Directorio de INACAP, una institución de educación técnica superior. Posee el grado de licenciado en Derecho de la Universidad de Chile y postgrados de la Universidad de Yale (New Haven, Estados Unidos) y de la Escuela de Derecho de la Universidad de Nueva York (Ciudad de Nueva York, Estados Unidos).

José Antonio Vargas L.
Director

El Sr. Vargas, presidente de Codensa y Emgesa, nuestras filiales colombianas, desde 2006, tiene más de 20 años de experiencia en el sector energético colombiano, especialmente en las industrias del gas, carbón y electricidad. Entre los años 1999 y 2006 fue gerente general de la Empresa de Energía de Bogotá, una empresa de transmisión de electricidad. Con anterioridad ocupó diversos cargos en el servicio público, incluidos el de presidente de la Comisión de Integración Energética Regional; presidente para los países de América Latina y el Caribe del Consejo Mundial de la Energía; ministro de la Presidencia del Gobierno colombiano; embajador de Colombia ante la Unión Europea, el Reino de Bélgica y el Gran Ducado de Luxemburgo, así como también el de Representante Comercial del

Gobierno de Colombia en Europa Mediterránea. El Sr. Vargas es licenciado en Derecho del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario (Bogotá, Colombia), especializado en Administración Pública y Privada.

Enrico Viale
Director

El Sr. Viale fue presidente del Directorio de Enel Generación Chile hasta abril de 2016. Entre los años 2008 y 2014 ocupó el cargo de director de Operaciones de Enel, encargado de administrar los intereses de Enel en OGK-5 y Rusenergosbyt y de apoyar las operaciones de gas de Sever Energia, antes de asumir como gerente nacional y gerente general de Enel Rusia. El Sr. Viale se integró a Enel el año 2003 como responsable regional para Europa Suroriental y desempeñó diversos cargos en Enel, tales como gerente general de Enel Maritza Este 3. Antes de integrarse a Enel, fue vicepresidente de ABB, una empresa tecnológica global. Fue también gerente de Administración y Finanzas de Ansaldo Energía, un proveedor de centrales de generación, entre otros cargos en el área financiera. Es ingeniero civil especializado en ingeniería hidráulica de la Universidad Politécnica de Turín (Turín, Italia) y posee un MBA de la Universidad de Santa Clara (Santa Clara, Estados Unidos).

Funcionarios ejecutivos

Los siguientes eran los funcionarios ejecutivos al 31 de diciembre de 2017.

La dirección comercial de nuestros funcionarios ejecutivos es c/o Enel Américas S.A., Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Funcionarios ejecutivos	Cargo	Fecha de nombramiento
Luca D'Agnese	Gerente General	2015
Antonio Barreda T.(1)	Gerente de Aprovisionamiento	2015
Emanuele Brandolini	Gerente de Planificación y Control	2017
Raffaele Cutrignelli	Gerente de Auditoría Interna	2016
Javier Galán A.(2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control	2014
Francesco Giorgianni (3)	Gerente de Asuntos Institucionales	2014
José Miranda M.	Gerente de Comunicaciones	2014
Alain Rosolino(4)	Gerente de Recursos Humanos y Organización	2016
Domingo Valdés P.	Fiscal	1999

(1) El Sr. Barreda renunció a su cargo en octubre de 2017.
(2) El Sr. Paolo Pallotti reemplazó al Sr. Galán como gerente de Administración, Finanzas y Control en febrero de 2018.
(3) El Sr. Giorgianni ocupó el cargo de gerente de Asuntos Institucionales hasta julio de 2017.
(4) La Sra. Liliana Schnaidt reemplazó al Sr. Rosolino como gerenta de Recursos Humanos y Organización en febrero de 2018.

Los Sres. Rosolino, Miranda y Valdés son o han sido funcionarios ejecutivos de Enel Américas, pero han recibido remuneraciones solamente por Enel Chile S.A. Ellos prestan sus servicios a nuestra Compañía en virtud de un contrato interempresa.

Las siguientes son las breves descripciones biográficas de nuestros funcionarios ejecutivos, todos los cuales residen en Chile.

Luca D'Agnese ocupó los cargos de director de la División Europa del Este y presidente del Directorio y gerente general de Slovenské Elektrárne, una filial de Enel en la República de Eslovaquia. El Sr. D'Agnese se integró a Enel en el año 2011 como gerente nacional en Rumania. Entre los años 2007 y 2010 se desempeñó como gerente general de Energy Capital, una empresa de inversiones italiana especializada en ERNC. El año 2006 ocupó el cargo de director de Operaciones en Terna, un operador de la red de transmisión eléctrica italiana, el que se fusionó con Gestore della Rete di Transmissione Nazionale (GRTN), una empresa de transmisión italiana, en la cual el Sr. D'Agnese se desempeñó como gerente general entre los años 2003 y 2005. Es licenciado en Física de la Scuola Normale Superiore di Pisa (Pisa, Italia) y posee un MBA de la escuela de negocios INSEAD (Fontainebleau, Francia).

Antonio Barreda T., ocupó el cargo gerente de Aprovisionamiento entre los años 2016 y 2017, y fue subdirector de Obras y Servicios de América Latina entre los años 2008 y 2014. Desde el año 2001 hasta el año 2008 fue subdirector de Relaciones Comerciales con Proveedores y de Compras de Servicios Corporativos de Enel Américas. Desde el año 2000 al año 2001, el Sr. Barreda ocupó el cargo de gerente de Contratos de CAM, una antigua subsidiaria de Enel Américas. El Sr. Barreda es ingeniero de ejecución eléctrico de la Universidad de Santiago y tiene un Magíster en Administración de Empresas de la Pontificia Universidad Católica de Chile (Santiago, Chile).

Emanuele Brandolini se desempeñó como jefe de Planificación y Control en Enel Green Power entre los años 2015 y 2016, jefe de Planificación y Control en Enel Distribuzione entre los años 2013 y 2014, jefe de Control de Inversiones y Valoración Financiera de

Enel SpA entre los años 2010 y 2013, y jefe de Valoración de Iniciativas Comerciales Internacionales en Enel Internacional entre los años 2006 y 2010. Antes de integrarse a Enel SpA en el año 2006, fue encargado de análisis económicos y financieros de la División Refinerías de ERG Petroli S.p.a, un proveedor italiano de productos del petróleo, y consultor en Accenture S.p.A. El Sr. Brandolini es ingeniero industrial de la Università degli Studi Tor Vergata (Roma, Italia) y posee un MBA de la Escuela de Administración SDA Bocconi (Milán, Italia).

Raffaele Cutrignelli ha ocupado el cargo de gerente de Auditoría Interna desde octubre de 2016. Entre los años 2015 y 2016, el Sr. Cutrignelli fue gerente de Auditoría de Codensa y Emgesa, las filiales colombianas de Enel Américas. Desde el año 2013 al año 2015, fue gerente de Auditoría para América Latina de Enel Green Power en Brasil, y desde el 2011 al 2012 ocupó un cargo similar en Enel Green Power en Estados Unidos. Entre los años 2008 y 2010, el Sr. Cutrignelli fue gerente de Auditoría Interna en Enel OGK-5 en Moscú, Rusia. El Sr. Cutrignelli se graduó en Economía Internacional en la Nottingham Trent University (Nottingham, Reino Unido), y tiene un Máster en Auditoría y Controles Internos de la Universitá di Pisa (Pisa, Italia).

Javier Galán A., nuestro ex gerente de Administración, Finanzas y Control, ocupó el mismo cargo en una división de Enel en Italia entre los años 2013 y 2014. Entre los años 2006 y 2013 fue director de Finanzas de Endesa España. El año 1993, el Sr. Galán fue nombrado gerente de Administración y Finanzas de Endesa Desarrollo, empresa en la que inició la expansión de Endesa España a América Latina. Desempeñó cargos ejecutivos en Finanzas, Planificación y Control, Estrategia, y Fusiones y Adquisiciones, y fue integrante de diversos Directorios. Antes de integrarse a Endesa España como gerente de Operaciones Internacionales en el año 1992, trabajó en el Departamento de Finanzas Corporativas del Chase Manhattan Bank en Londres y Madrid, y como tesorero de Red Eléctrica de España S.A., un operador del sistema eléctrico español. El Sr. Galán es licenciado en Economía de la Universidad Complutense de Madrid (Madrid, España), y posee un MBA del Instituto de Empresas de Madrid (Madrid, España) y un postgrado de la Escuela de Negocios IESE (Madrid, España).

Francesco Giorgianni fue gerente de Asuntos Institucionales de Enel Américas desde el año 2014 hasta el año 2017, ocupando el mismo cargo en Enel desde el año 2011. Entre los años 2007 y 2011 se desempeñó como director de Asuntos Institucionales Europeos e Italianos de Enel en Roma. Entre los años 2004 y 2007 fue director de Asuntos Institucionales Europeos en representación de Enel en Bruselas. Durante el período 2000 - 2004 fue director de Políticas Regulatorias y Antimonopolio en Enel. El Sr. Giorgianni posee una licenciatura en Derecho de la Università di Roma La Sapienza (Roma, Italia), el grado de Máster en Administración Pública de la Scuola Nazionale dell' Amministrazione (Roma, Italia), y un postgrado de la London Business School (Londres, Inglaterra). El Sr. Giorgianni es miembro del Colegio de Abogados de Roma.

José Miranda M. ha ocupado el cargo de gerente de Comunicaciones de Enel Chile desde febrero de 2016. Antes de integrase a nuestra Compañía, el Sr. Miranda trabajó durante 11 años en Televisión Nacional de Chile (TVN), un canal de televisión estatal chileno, como productor de distintos programas que cubrían eventos nacionales e internacionales. Entre los años 2011 y 2014, el Sr. Miranda fue productor general del Área de Entretenimiento y productor ejecutivo a cargo del Contenido Empresarial Internacional y Nacional. Entre los años 2008 y 2010 trabajó como productor general del canal de noticias chileno "Canal 24 Horas", otro canal de TVN. El Sr. Miranda es comunicador audiovisual titulado en el DuocUC (Santiago, Chile) y tiene un diplomado en Habilidades Directivas de la Universidad de Chile (Santiago, Chile).

Paolo Pallotti, nuestro gerente de Administración, Finanzas y Control desde febrero de 2018, ocupó el mismo cargo en Italia, dirigiendo la totalidad de los negocios de Enel en ese país, entre los años 2014 y 2018. El año 2012 se desempeñó como gerente de Administración y Finanzas en la división Infraestructura y Redes de Enel. A fines del año 2009 fue nombrado director de Planificación Estratégica y Fusiones y Adquisiciones del grupo Enel. Con anterioridad, el Sr. Pallotti desempeñó un alto cargo en el equipo de Fusiones y Adquisiciones que llevó a cabo la oferta pública de adquisición de Endesa S.A. (España) el año 2007 y también un alto cargo en la división Latam de Enel España. Fue director de Enel Energia S.p.A. entre los años 2015 y 2018 y de Enel Italia S.r.L entre los años 2017 y 2018. Ha sido presidente del Directorio de Enel Produzione S.p.A., presidente de Maritza East III Power Holding BV y de Enel ESN Energo BV, director del grupo Viesgo y miembro del Consejo Supervisor de Slovenské Elektrárne. Entre los años 2009 y 2013 enseñó Estrategia Comercial, Economía y Administración en la Universidad LUISS, y fue profesor del Programa de MBA en Energía de la misma universidad entre los años 2009 y 2010. El Sr. Pallotti es ingeniero electrónico de la Università degli Studi di Ancona.

Alain Rosolino fue gerente de Recursos Humanos y Organización en nuestra Compañía y en Enel Chile desde octubre de 2016 hasta enero de 2018. Anteriormente fue nuestro gerente de Auditoría Interna a partir de febrero de 2016 y también gerente de Auditoría Interna de Enel Chile a partir de diciembre de 2012. Se integró a Enel en el año 2003, y ha desempeñado diversos cargos en el área de auditoría de Enel, Enel Rumania, Enel Green Power, Enel Latin America y, desde el 2011 hasta el 2012, de Enel (Península Ibérica y América Latina). El Sr. Rosolino es graduado en Administración de Empresas de la Libera Università Internazionale degli Studi Sociali Guido Carli (Roma, Italia).

Domingo Valdés P. ha sido también fiscal de Enel Chile desde marzo de 2016. El Sr. Valdés es secretario de los Directorios de Enel Chile y Enel Américas, y profesor de Derecho Comercial y Antimonopolio de la Universidad de Chile. Se integró a Enel

Distribución Chile en el año 1993 y a Enel Américas en el año 1997. El Sr. Valdés fue pasante en los siguientes estudios jurídicos de la ciudad de Nueva York: Milbank, Tweed, Hadley & McCloy LLP y Chadbourne & Parke LLP. Antes de unirse a nosotros, el Sr. Valdés fue abogado del Departamento Corporativo del Chase Manhattan Bank, N.A. en Chile y un asociado de Carey & Cía., un estudio jurídico con sede en Santiago. El Sr. Valdés es licenciado en Derecho de la Universidad de Chile y tiene el grado de Máster en Derecho de la University of Chicago (Illinois, EE.UU.).

Según nuestro leal entender, no existe ningún tipo de relación entre las personas nombradas precedentemente.

B. Remuneraciones

En la JOA celebrada el 27 de abril de 2017, nuestros accionistas aprobaron la actual política de remuneraciones de nuestro Directorio. A los directores se les paga una remuneración anual variable equivalente al 0,1% de nuestras ganancias netas del ejercicio actual reflejadas en los estados financieros consolidados. A los directores también se les paga una remuneración mensual, en forma anticipada, dependiendo de su asistencia a las sesiones de Directorio y su participación en calidad directores de cualquiera de nuestras filiales. La compensación de los directores consiste en una remuneración fija mensual de UF 180 y una remuneración adicional de UF 66 por sesión, hasta un máximo de 15 sesiones en total, incluidas las sesiones ordinarias y extraordinarias, dentro del correspondiente ejercicio fiscal. Las remuneraciones mensuales (fijas y variables) son consideradas como anticipos de la remuneración variable anual. En el caso de la remuneración anual variable, los montos recibidos a modo de anticipos deben ser deducidos del total, sin derecho a solicitar un reembolso si la remuneración variable es inferior al monto total de los anticipos. Una vez que son aprobadas nuestras ganancias netas en la JOA del año siguiente, se procede a pagar a los directores la diferencia entre la remuneración anual variable y el total de remuneraciones pagadas en forma anticipada, pero sólo si el monto resultante es positivo. Según esta política, al presidente del Directorio se le paga el doble de la remuneración que reciben los demás directores.

Los miembros de nuestro Comité de Directores reciben una remuneración anual variable equivalente a un porcentaje de 0,11765 por mil de nuestras ganancias netas del ejercicio respectivo, una remuneración fija mensual de UF 60 y una remuneración adicional de UF 22 por sesión, hasta un máximo de 15 sesiones en total, incluidas las sesiones ordinarias y extraordinarias, dentro del correspondiente ejercicio fiscal. Las remuneraciones mensuales (fijas y variables) son consideradas como anticipos de la remuneración variable anual. En el caso de la remuneración anual variable, los montos recibidos a modo de anticipos deben ser deducidos del total, sin derecho a solicitar un reembolso si la remuneración variable es inferior al monto total de los anticipos. Una vez que son aprobadas nuestras ganancias netas en la JOA del año siguiente, se procede a pagar a los directores la diferencia entre la remuneración anual variable y el total de remuneraciones pagadas en forma anticipada, pero sólo si el monto resultante es positivo.

Si un miembro ocupa el cargo de director en uno o más Directorios de las filiales y/o asociadas, o bien, si es director de otras empresas o sociedades en las cuales el grupo económico mantiene una participación directa o indirecta, ese director sólo recibe la remuneración por un Directorio. Los funcionarios ejecutivos de nuestra Compañía y/o de nuestras filiales o asociadas no reciben ninguna remuneración si ocupan el cargo de director de una empresa subsidiaria, afiliada o asociada de cualquier forma a nuestra Compañía.

En el año 2017, la remuneración total pagada a cada uno de nuestros directores, incluida la remuneración por asistencia a las sesiones del Comité de Directores, fue la siguiente:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017			
Director	**Remuneración fija**	**Remuneración variable[1]**	**Comité de Directores**	**Total**
		(en miles de US$)		
Borja Acha B[2]	—	—	—	—
José Antonio Vargas L[2]	—	—	—	—
Domingo Cruzat A.	131	—	43	173
Livio Gallo[2]	—	—	—	—
Patricio Gómez S.	133	—	44	177
Hernán Somerville S.	133	—	44	177
Enrico Viale[2]	—	—	—	—
Total	**397**	—	**130**	**527**

(1) Incluye todo saldo positivo contra la remuneración anual variable pagada por anticipado. En el año 2017, el saldo fue negativo, por lo que no hubo una compensación variable adicional.

(2) Los Sres. Acha, Gallo y Viale renunciaron a la remuneración que les correspondía por ocupar el cargo de directores.

No proporcionamos ninguna información a nuestros accionistas u otras personas sobre la remuneración de un funcionario ejecutivo individual. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, la remuneración bruta total, pagada o devengada, de todos nuestros funcionarios ejecutivos ascendió a US$ 4 millones en remuneraciones fijas pagadas por la Compañía. Los funcionarios ejecutivos son candidatos a recibir una remuneración variable en virtud de un plan de bonos. Los bonos anuales son pagados a nuestros funcionarios ejecutivos por alcanzar las metas de toda la empresa y por su contribución individual a nuestros resultados y objetivos. El plan de bonos anuales contempla bonos de distintos montos según la antigüedad, que consisten en un determinado múltiplo del sueldo mensual bruto. En el año 2017 no pagamos ninguna remuneración variable a los funcionarios ejecutivos que son nacionales de otro país, puesto que ellos recibieron su bono variable en su país de origen. Las remuneraciones de los funcionarios ejecutivos que no son expatriados fueron pagadas exclusivamente por Enel Chile y dichos funcionarios prestan servicios a la Compañía en virtud de un contrato interempresa. Por lo tanto, en el año 2017 sus bonos variables fueron pagados por Enel Chile.

Hemos suscrito acuerdos de indemnización por años de servicio con todos nuestros funcionarios ejecutivos; según dichos acuerdos, pagaremos una indemnización por años de servicio en caso renuncia voluntaria o término de la relación laboral por mutuo acuerdo entre las partes. La indemnización por años de servicio no es pagada en aquellos casos en que el término de la relación laboral se debe, entre otras causas, a una conducta ilícita intencional, negociación prohibida, ausencias injustificadas o abandono de deberes, según la definición asignada a estos términos en el Artículo 160 del Código del Trabajo chileno. Todos nuestros empleados tienen el derecho de recibir la indemnización legal por años de servicio en caso de término de la relación laboral por necesidades de la empresa, según la definición asignada a este término en el Artículo 161 del Código del Trabajo chileno. Durante el ejercicio 2017 no acumulamos ni establecimos una reserva por este concepto, puesto que nuestros funcionarios ejecutivos son nacionales de otro país y recibirán su indemnización por años de servicio en su país de origen.

C. Prácticas del directorio

El Directorio en funciones al 31 de diciembre de 2017 fue elegido en la JOA celebrada el 28 de abril de 2016, por un período de tres años que termina en abril de 2019. Para obtener mayor información sobre cada uno de los directores y el año en el que fueron elegidos para formar parte del Directorio, véase el "Ítem 6. Directores, administración superior y empleados — A. Directores y administración superior". Los miembros del Directorio no mantienen con nosotros ni con ninguna de nuestras filiales contratos de servicios que les otorguen beneficios en caso de término de sus servicios.

Gobierno corporativo

De conformidad con nuestros estatutos, nuestra empresa es administrada por un Directorio compuesto de siete directores que son elegidos por nuestros accionistas en una JOA. Cada director permanece en su cargo durante un período de tres años. Al término de dicho período, los directores pueden ser reelegidos o reemplazados. Los directores pueden ser reelegidos indefinidamente. La legislación chilena no permite períodos escalonados. En el caso de producirse una vacante en el Directorio dentro del período de tres años, el Directorio podrá nombrar un director provisional para llenar dicha vacante. Cualquier vacante obliga a proceder a la elección de todos los miembros del Directorio en la próxima JOA.

La Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que el Directorio de una compañía es responsable de su administración y representación en todas aquellas materias relacionadas con su giro social, con sujeción a las disposiciones de los estatutos de la compañía y las resoluciones adoptadas por los accionistas. Además de los estatutos, nuestro Directorio ha adoptado reglamentos y políticas que norman nuestros principios de gobierno corporativo.

Nuestras políticas de gobierno corporativo se encuentran incluidas en las siguientes políticas o procedimientos: el Estatuto del Directivo, el Código de Conducta del Empleado, el Manual de Manejo de Información que es de Interés para el Mercado (el Manual), la Política de Derechos Humanos, el Código Ético y el Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción (el Plan TCC), el Modelo de Prevención del Riesgo Penal, las Directrices 231: Directrices aplicables a las filiales no italianas conforme al Decreto Legislativo 231 del 8 de junio de 2001 (las Directrices 231) y los procedimientos emitidos en cumplimiento con la Norma de Carácter General Nº 385 de la CMF. El Estatuto del Directivo, aprobado por nuestro Directorio el 28 de mayo de 2003 y el Código de Conducta del Empleado explican nuestros principios y valores éticos, establecen las normas aplicables a nuestras relaciones con los clientes y proveedores, y establecen los principios que deben observar nuestros empleados, incluidos la conducta ética, el profesionalismo y la confidencialidad. Los documentos antes mencionados imponen también limitaciones a las actividades que pueden realizar nuestros ejecutivos y empleados fuera del ámbito laboral.

Con el objeto de garantizar el cumplimiento con la Ley de Mercado de Valores Nº 18.045 y las normas de la CMF, nuestro Directorio aprobó el Manual en la sesión celebrada el 28 de mayo de 2008. Este documento aborda las normas aplicables a la información relativa a las transacciones de nuestros títulos y los de nuestras filiales efectuadas por los directores, la administración, los principales ejecutivos, los empleados y otras partes relacionadas; la existencia de períodos de restricción para dichas transacciones por parte de los directores, principales ejecutivos y otras partes relacionadas; la existencia de mecanismos para la continua entrega de información que es de interés para el mercado; y los mecanismos para proteger la información confidencial. El Manual fue dado a conocer al público en el año 2008

y se encuentra incluido en nuestro sitio web www.enelamericas.cl. El Manual fue modificado en el año 2010 con el objeto de cumplir con las disposiciones de la Ley Nº 20.382 (Ley que introduce perfeccionamientos a la normativa que regula el gobierno corporativo).

Las disposiciones de este Manual son aplicables a los miembros de nuestro Directorio, como también a aquellos de nuestros ejecutivos y empleados que tienen acceso a información confidencial, y especialmente a aquellos que trabajan en áreas relacionadas con los mercados de valores.

Nuestro Directorio aprobó un procedimiento relativo a la relación entre Personas Políticamente Expuestas (Procedimiento Personas Políticamente Expuestas y Conexas) y nuestra Compañía, el cual establece una norma específica para las relaciones comerciales y contractuales entre ellas. La Política de Derechos Humanos incorpora y adapta los principios generales de las Naciones Unidas sobre derechos humanos a nuestra realidad corporativa.

Con el objeto de complementar las normas de gobierno corporativo antes mencionadas, nuestro Directorio aprobó el Código Ético y el Plan TCC en su sesión del 24 de junio de 2010. El Código Ético se basa en principios generales, tales como la imparcialidad, honestidad, integridad y otras normas éticas de similar importancia que esperamos que cumplan nuestros empleados. El Plan TCC refuerza los principios incluidos en el Código Ético, dando especial énfasis a la prevención del soborno, el trato preferencial y otras materias similares. En su sesión celebrada el 19 de enero de 2017, nuestro Directorio aprobó la modificación del Código Ético y el Plan TCC con el objeto de eliminar la referencia a la Ley Nº 19.885 en conexión con las donaciones políticas para prohibirlas totalmente.

En su sesión celebrada el 29 de marzo de 2011, nuestro Directorio aprobó el Modelo de Prevención de Riesgos Penales con el objeto de cumplir con la Ley Nº 20.393 del 2 de diciembre de 2009, la cual establece la responsabilidad penal de las persona jurídicas en los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho de funcionarios públicos. La ley insta a las empresas a adoptar este modelo, cuya implementación involucra el cumplimiento de los deberes de gestión y supervisión. La adopción del Modelo de Prevención de Riesgos Penales mitiga, y en algunos casos reduce, los efectos de la responsabilidad penal incluso si se ha cometido un delito.

En su sesión del 28 de octubre de 2016, nuestro Directorio aprobó "El Plan de Cumplimiento Global de la Responsabilidad Penal Corporativa", el cual fue incorporado en el Modelo de Prevención de Riesgos Penales para reflejar las normas actuales, y designó al Sr. Rafael Cutrignelli como la persona responsable de la Prevención de Riesgos Penales y del Programa de Cumplimiento Global de la Responsabilidad Penal Corporativa, conforme a lo exigido por el Modelo de Prevención de Riesgos Penales. El Sr. Cutrignelli es también gerente de Auditoría Interna de Enel Chile y de Enel Américas.

El 27 de octubre de 2010, nuestro Directorio aprobó las Directrices 231. Las Directrices 231 se definieron de acuerdo con el Decreto Legislativo 231 italiano, el cual fue promulgado el 8 de junio de 2001. Establecen un programa de cumplimiento que identifica las conductas esperadas de las partes relacionadas de las subsidiarias no italianas de Enel. Considerando que nuestro accionista controlador, Enel, cumple con el Decreto Legislativo 231 italiano, el cual establece la responsabilidad de gestión de las compañías italianas a raíz de ciertos delitos cometidos en Italia o en el extranjero, en nombre o en beneficio de dichas entidades, incluidos los delitos descritos en la Ley Nº 20.393 chilena, estas directrices establecen un conjunto de medidas, con las normas de conducta esperadas de todos los empleados, asesores, auditores, ejecutivos, directores, consultores, contratistas, socios comerciales, agentes y proveedores. El Decreto Legislativo 231 incluye distintas actividades de naturaleza preventiva que son coherentes con, y forman parte de, las exigencias y el cumplimiento de la Ley Nº 20.393 chilena, la cual dice relación con la responsabilidad penal de las personas jurídicas. Estas directrices son complementarias a las normas incluidas en el Código Ético y en el Plan TCC.

El 29 de noviembre de 2012, la CMF emitió la Norma de Carácter General Nº 341, que fija las normas de entrega de la información relacionada con el cumplimiento de las normas de gobierno corporativo adoptadas por las sociedades anónimas y establece los procedimientos, mecanismos y políticas indicados en el Anexo a la Norma de Carácter General. El propósito de esta norma es proporcionar información confiable a los inversionistas sobre las políticas y prácticas de buen gobierno corporativo adoptadas por las sociedades anónimas, que nos incluye a nosotros, y permitir a ciertas entidades, tales como las bolsas de valores, que efectúen sus propios análisis para ayudar a los distintos participantes del mercado a entender y evaluar el compromiso de las empresas. La Norma de Carácter General Nº 341 fue reemplazada por la Norma de Carácter General Nº 385, dictada por la CMF el 8 de junio de 2015. Los objetivos de esta norma son similares a los de las Norma de Carácter General Nº 341, pero incluye materias adicionales, mediante la separación de cada política en distintas políticas más detalladas. Materias tales como la no discriminación, la inclusión y sostenibilidad son particularmente importantes en esta nueva norma. El Anexo a la Norma de Carácter General Nº 385 se divide en las siguientes cuatro secciones con respecto a qué es lo que las sociedades deben informar sobre las prácticas corporativas que han adoptado: (i) el funcionamiento y composición del directorio; (ii) las relaciones entre la empresa, los accionistas y el público en general; (iii) la gestión y control de riesgos; y (iv) la evaluación por parte de un tercero. Las sociedades anónimas deben enviar a la CMF esta información sobre las prácticas de gobierno corporativo a más tardar el 31 de marzo de cada año, usando como criterios los contenidos del Anexo a la norma. Si ninguna práctica es adoptada, la empresa debe explicar los motivos a la CMF. La información debe referirse al año calendario

terminado el 31 de diciembre anterior a su envío. Además, dicha información debe estar a disposición del público en el sitio web de la empresa y debe ser enviada a las bolsas de valores.

Cumplimiento con las normas sobre gobierno corporativo para la admisión a cotización de la Bolsa de Valores de Nueva York

El siguiente es un resumen de las diferencias importantes entre nuestras prácticas de gobierno corporativo y aquellas aplicables a los emisores estadounidenses, conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE.

Independencia y funciones del Comité de Directores (Comité de Auditoría)

La legislación chilena exige que al menos dos tercios de los integrantes del Comité de Directores sean directores independientes. Según el Artículo 50 bis de la Ley Nº 18.046, un miembro no sería considerado como independiente si dentro de los últimos 18 meses: (i) ha mantenido una relación de naturaleza y monto importante con la compañía, con otras compañías del mismo grupo, con el accionista controlador o con los ejecutivos principales de cualquiera de las anteriores, o bien, si ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo de las mismas; (ii) ha tenido alguna relación familiar con cualquiera de los miembros descritos en el punto (i) precedente; (iii) ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de una organización sin fines de lucro que ha recibido contribuciones de las personas descritas en el punto (i) precedente; (iv) ha sido un socio o accionista que tenía el control, directo o indirecto, de un 10% o más del capital social, o ha sido un director, gerente, administrador o ejecutivo principal de una entidad que ha prestado servicios de consultoría o legales a cambio de una contraprestación importante o servicios de auditoría externa a las personas enumeradas en el punto (i) precedente; y (v) ha sido un socio o accionista que tenía el control, directo o indirecto, de un 10% o más del capital social o ha sido un director, gerente, administrador o ejecutivo principal de los principales competidores, proveedores o clientes. En el caso de que no hubiesen suficientes directores independientes en el Directorio para integrar el Comité de Directores, la legislación chilena establece que el director independiente debe designar al resto de los miembros que integrarán dicho Comité de Directores, eligiéndolos de entre los miembros del Directorio que no cumplen con los requisitos de independencia establecidos en la legislación chilena. La legislación chilena también exige que todas las sociedades anónimas con una capitalización de mercado de al menos UF 1.500.000 (US$ 65 millones al 31 de diciembre de 2017) y con al menos un 12,5% de sus acciones con derecho de voto en manos de accionistas que controlen o posean, individualmente, menos de un 10% de dichas acciones, deben tener al menos un director independiente y un Comité de Directores.

Según las normas de gobierno corporativo de la NYSE, todos los miembros del Comité de Directores deben ser independientes. El Comité de Auditoría de una empresa estadounidense debe desempeñar las funciones detalladas en las Normas 303A.06 y 303A.07 del Manual de Compañías Cotizadas de la NYSE. A partir del 31 de Julio de 2005, a las compañías extranjeras se les exige cumplir con la Norma 303A.06, pero no con la Norma 303A.07. Desde el 31 de julio de 2005, hemos cumplido con el requisito de independencia y funcionamiento que establece la Norma 303A.06.

El 29 de junio de 2005, nuestro Directorio creó un Comité de Auditoría compuesto por tres directores que también eran miembros del Directorio, tal como lo exige la Ley Sarbanes-Oxley (SOX, por sus siglas en inglés) y las normas de gobierno corporativo de la NYSE. En la Junta Extraordinaria de Accionistas (JEA) celebrada el 22 de abril de 2010, se aprobó la modificación de nuestros estatutos y el Comité de Auditoría se fusionó con el Comité de Directores.

Conforme a nuestros estatutos, todos los miembros del Comité de Directores deben cumplir con el requisito de independencia estipulado por la NYSE. El comité de Directores está conformado por tres miembros del Directorio y cumple con el Artículo 50 bis de la Ley Nº 18.046, como también con los criterios y requisitos de independencia establecidos en la ley SOX y por la SEC y la NYSE. A la fecha de este Informe, el Comité de Directores cumplía con las condiciones del Comité de Auditoría, según las normas sobre gobierno corporativo de la SOX, la SEC y la NYSE. Debido a ello, tenemos un solo comité, el Comité de Directores, que entre sus funciones debe cumplir con los deberes asignados a un Comité de Auditoría.

Nuestro Comité de Directores desempeña las siguientes funciones

- revisa los estados financieros e informes de los auditores externos antes de presentarlos a los accionistas para su aprobación;
- presenta propuestas al Directorio, el cual presentará sus propias propuestas a las juntas de accionistas, respecto de la selección de auditores externos y agencias calificadoras privadas;
- revisa la información relacionadas con nuestras transacciones con partes relacionadas e informa la opinión del Comité de Directores al Directorio;
- revisa el esquema y los planes de compensaciones de los gerentes, ejecutivos y empleados;
- prepara el Informe Anual de Gestión, incluidas las recomendaciones principales para los accionistas;

- informa al Directorio sobre la conveniencia de contratar auditores externos para proporcionar servicios no relacionados con auditorías, siempre que dichos servicios no estén prohibidos por ley porque podrían afectar la independencia de los auditores externos;
- supervisa el trabajo de los auditores externos;
- revisa y aprueba el plan de auditoría anual de los auditores externos;
- evalúa las calificaciones, independencia y calidad de los servicios de auditoría;
- elabora políticas relacionadas con la contratación de antiguos miembros de la firma auditora externa;
- revisa y analiza los problemas y desacuerdos entre la gerencia y los auditores externos relacionados con el proceso de auditoría;
- establece los procedimientos para la recepción y tratamiento de los reclamos relacionados con materias contables, controles internos y auditorías;
- realiza todas las demás funciones asignadas al Comité en los estatutos, por el Directorio o por nuestros accionistas.

Normas de gobierno corporativo

Las normas de gobierno corporativo de la NYSE exigen que las empresas estadounidenses cotizadas adopten e informen sus normas de gobierno corporativo. La legislación chilena contempla esta práctica a través de la divulgación de los procedimientos relacionados con la Norma de Carácter General Nº 385 y el Manual. También hemos adoptado el Código Ético, y nuestros estatutos incluyen las disposiciones descritas anteriormente que rigen la creación, composición, atribuciones, funciones y compensación del Comité de Directores, el cual incluye dentro de sus funciones el desempeño de los deberes de un Comité de Auditoría.

D. Empleados

La siguiente tabla muestra el número total de nuestros empleados (empleados permanentes y temporales) y el número de empleados (tanto permanentes como temporales) de nuestras filiales consolidadas al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, suponiendo que las Escisiones se habían materializado al 31 de diciembre de 2015. Para obtener mayores detalles acerca de las Escisiones, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — La reorganización del año 2016".

Compañía	2017	2016	2015
Argentina			
Costanera	439	470	485
El Chocón	52	58	47
Edesur	4.251	4.297	4.157
Enel Trading Argentina	27	17	16
Dock Sud	87	88	84
CTM y TESA	5	5	5
Total personal en Argentina	**4.861**	**4.935**	**4.794**
Brasil			
Cachoeira Dourada	85	82	79
Fortaleza	61	66	76
Cien	35	37	39
Enel Distribución Río[(1)]	1.075	1.103	1.217
Enel Distribución Ceará	1.163	1.140	1.186
Enel Brasil	72	71	62
Enel Distribución Goiás	1.098	—	—
Total personal en Brasil	**3.589**	**2.499**	**2.659**
Chile			
Enel Américas	55	62	87
Total personal en Chile	**55**	**62**	**87**
Colombia			
Emgesa	604	558	510
Codensa	1.376	1.340	1.034
Total personal en Colombia	**1.980**	**1.898**	**1.544**
Perú			
Enel Generación Perú	276	256	260
Enel Distribución Perú	588	620	610
Enel Generación Piura	44	52	56
Generalima	—	2	5
Total personal en Perú	**908**	**930**	**931**
Total personal [(2)]	**11.393**	**10.324**	**10.015**

(1) Incluye a Enel Soluções S.A.
(2) El total de empleados temporales es insignificante.

Chile

Somos parte de los siguientes contratos de negociación colectiva:

	Vigencia	
Compañía	**desde**	**hasta**
Enel Américas - Contrato de negociación colectiva 1	julio de 2015	julio de 2019
Enel Américas - Contrato de negociación colectiva 2	enero de 2016	diciembre de 2019

Argentina

Somos parte de los siguientes contratos de negociación colectiva:

Compañía[1]	Vigencia desde	Vigencia hasta
Edesur - Contrato de negociación colectiva 1	2004	2007
Edesur - Contrato de negociación colectiva 2	2004	2007
El Chocón - Contrato de negociación colectiva 1	2012	2017
Costanera – Contrato de negociación colectiva 1	2011	2014
Costanera - Contrato de negociación colectiva 2	2012	2015

(1) Según la legislación laboral argentina, las condiciones laborales contempladas en los contratos vencidos se mantienen vigentes hasta la suscripción de los nuevos contratos, conforme al principio de vigencia después del término del contrato establecido en la Ley Nº 14.250 (Art. 12).

Brasil

Somos parte de los siguientes contratos de negociación colectiva:

Compañía[1]	Vigencia desde	Vigencia hasta
Enel Distribución Río - - Contrato de negociación colectiva	octubre de 2017	septiembre de 2019
Enel Distribución Ceará - Contrato de negociación colectiva	noviembre de 2016	octubre de 2018
Cien - Contrato de negociación colectiva	mayo de 2017	abril de 2019
Cachoeira Dourada - Contrato de negociación colectiva	mayo de 2016	abril de 2018
Fortaleza – Contrato de negociación colectiva	mayo de 2017	abril de 2019
Enel Distribución - Contrato de negociación colectiva	mayo de 2017	abril de 2018
Enel Brasil - Contrato de negociación colectiva	octubre de 2017	septiembre de 2019

(1) Según la legislación laboral brasileña, la duración de un contrato de negociación colectiva no puede ser superior a dos años.

Colombia

Somos parte de los siguientes contratos de negociación colectiva:

Compañía[1]	Vigencia desde	Vigencia hasta
Codensa - Contrato de negociación colectiva 1	5 de agosto de 2015	30 de junio de 2018
Codensa - Contrato de negociación colectiva 2	29 de abril de 2016	31 de diciembre de 2019
Emgesa - Contrato de negociación colectiva 1	13 de agosto de 2015	30 de junio de 2018
Emgesa - Contrato de negociación colectiva 2	1 de junio de 2016	31 de diciembre de 2019

(1) Según la legislación laboral colombiana, los contratos de negociación colectiva preexistentes se renuevan automáticamente hasta la entrada en vigencia del nuevo contrato.

Perú

Somos parte de los siguientes contratos de negociación colectiva:

Compañía[1]	Vigencia desde	Vigencia hasta
Enel Distribución Perú – Contrato de negociación colectiva 1	1º de enero de 2017	31 de diciembre de 2017
Enel Distribución Perú - Contrato de negociación colectiva 2	1º de enero de 2017	31 de diciembre de 2017
Enel Generación Perú - Contrato de negociación colectiva 1	1º de enero de 2017	31 de diciembre de 2017
Enel Generación Piura - Contrato de negociación colectiva 1	1º de enero de 2018	31 de diciembre de 2021

E. Titularidad de acciones

Según nuestro leal entender, ninguno de nuestros directores o ejecutivos posee más de un 0,1% de nuestras acciones u opciones de acciones. Es imposible confirmar si alguno de nuestros directores o funcionarios posee un derecho de usufructo, en vez de directo,

respecto de nuestras acciones. Según nuestro leal entender, el número de acciones que poseen nuestros directores y ejecutivos es, en total, muy inferior al 10% de nuestras acciones en circulación.

Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas

A. Principales accionistas

Tenemos una sola clase de acciones de capital y los derechos de voto de Enel, nuestro accionista controlador, no son distintos a los derechos de los demás accionistas. Al 31 de marzo de 2018, nuestros 23.623 accionistas registrados poseían 57.452.641.516 de nuestras acciones ordinarias en circulación. Enel, nuestro principal accionista, poseía 29.762.213.531de acciones del total de nuestras acciones ordinarias. Los tenedores registrados de nuestros ADS a esa fecha eran seis.

No nos es factible determinar el número de nuestros ADS o acciones ordinarias cuyos beneficiarios efectivos son ciudadanos de Estados Unidos, debido a que el depositario de nuestros ADS sólo conoce a los tenedores registrados, incluida la Institución Fiduciaria Depositaria y las personas designadas por ésta. Debido a ello, no podemos verificar el domicilio de los beneficiarios efectivos finales representados por los seis tenedores de ADS en Estados Unidos. Tampoco podemos determinar fácilmente el domicilio de nuestros accionistas extranjeros que poseen nuestras acciones ordinarias, ya sea directa o indirectamente.

Enel ha sido nuestro accionista controlador final desde junio de 2009. El 23 de octubre de 2014, Endesa España vendió 9.967.630.058 de nuestras acciones (representativas de una participación de un 20,3%) que poseía directamente y el 100% de su participación accionaria en Enel Latinoamérica (que poseía un 40,3% de nuestras acciones) a Enel Iberoamérica, una filial de Enel. En diciembre de 2016, Enel Iberoamérica se fusionó con Enel Latinoamérica. En el año 2017, Enel Iberoamérica implementó una escisión transfronteriza para separar los negocios ibéricos de los latinoamericanos de Enel Iberoamérica. La escisión resultó en la creación de Enel South America, S.R.L., una nueva empresa italiana de propiedad absoluta de Enel que fue debidamente registrada en la Cámara de Comercio de Roma en el mes de julio de 2017, y que tenía, entre otras cosas, una participación de un 60,6% en Enel Américas. Enel South America se fusionó con Enel el 16 de noviembre de 2017. El 14 de diciembre de 2017, Enel S.p.A. fue registrada en el sistema tributario chileno como nuestro principal accionista y, desde entonces, Enel continúa siendo nuestro accionista controlador final, con una participación directa de un 51,8% a la fecha de este Informe.

Al 31 de marzo de 2018, los fondos de pensiones privados (AFP) chilenos poseían en total un 14,7% de nuestras acciones. Los corredores de bolsa, fondos mutuos, compañías de seguro, fondos de capitales extranjeros y otros inversionistas institucionales chilenos poseían, colectivamente, el 23,2% de nuestras acciones. Los tenedores de ADS poseían un 8,4% de nuestras acciones y el 1,9% restante de nuestras acciones se encontraban en poder 23.392 accionistas minoritarios.

La siguiente tabla muestra cierta información relacionada con la titularidad de nuestras acciones ordinarias al 31 de marzo de 2018, con respecto a cada accionista que sabemos que posee más del 5% de nuestras acciones ordinarias en circulación:

	Número de acciones propias	Porcentaje de las acciones en circulación	
Enel S.p.A.	29.762.213.531	51,8%	%

Enel es una empresa de energía italiana con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas, principalmente de Europa y América Latina. Enel opera en más de 30 países de los cuatro continentes, produce energía a través de una red con capacidad instalada de 83 GW y distribuye electricidad y gas a través de una red que cubre 2,1 millones de kilómetros. Con más de 65 millones de usuarios en todo el mundo, Enel cuenta con la base de clientes más grande entre sus competidores europeos, y figura entre las empresas eléctricas líderes de Europa en términos de capacidad instalada y EBITDA reportado. Las acciones de Enel se cotizan en la Bolsa de Milán.

B. Transacciones con partes relacionadas

El Artículo 146 de la Ley Nº 18.046 (la Ley de Sociedades Anónimas de Chile) define como transacciones con partes relacionadas todas aquellas transacciones que involucran a una empresa y a una entidad perteneciente al mismo grupo corporativo, sus sociedades matrices, empresas controladoras, subsidiarias o compañías relacionadas, los miembros del directorio, los gerentes, administradores, ejecutivos principales o liquidadores de la compañía, incluidos sus cónyuges, algunos de sus parientes y todas las entidades controladas por ellos, como también a las personas que pueden designar al menos un miembro del directorio de la compañía o que controlan un 10% o más de las acciones con derecho de voto, o las empresas en las cuales un miembro del directorio, gerente, administrador, ejecutivo principal o liquidador de ella ha ocupado un mismo cargo durante los últimos 18 meses. La ley establece que si estas personas satisfacen los requisitos establecidos en el Artículo 146, dichas personas deben informar de inmediato su condición de parte relacionada al Directorio o a dicho otro grupo que el Directorio designe para tal efecto. Según lo establece la ley, las “transacciones con partes

relacionadas" deben proteger los intereses corporativos y respetar los precios, términos y condiciones vigentes en el mercado al momento de su aprobación. También deben cumplir con todas las exigencias legales, incluyendo el reconocimiento del Comité de Directores, y contar con la aprobación del Directorio (excluyendo a los directores afectados) y de la JEA (en algunos casos, con la aprobación mayoritaria necesaria), cumpliendo con los procedimientos normativos aplicables.

La ley antes mencionada, que también es aplicable a nuestras afiliadas, contempla además ciertas excepciones, estableciendo que en ciertos casos es suficiente que "las transacciones con partes relacionadas" cuenten sólo con la aprobación del Directorio si éstas se efectúan de conformidad con ciertos umbrales de transacciones con partes relacionadas y cumplen con las políticas sobre transacciones con partes relacionadas definidas por el directorio de la compañía. En su sesión celebrada el 28 de junio de 2017, nuestro Directorio actualizó la política sobre transacciones con partes relacionadas (política de habitualidad). Esta política se encuentra disponible en nuestro sitio web www.enelamericas.com.

Si una transacción no cumple con las disposiciones del Artículo 146 de la Ley de Sociedades Anónimas chilena, la validez de dicha transacción no se vería afectada, pero tanto nosotros como nuestros accionistas podríamos exigir una compensación a la persona infractora de la ley, como también una compensación por daños.

De acuerdo con nuestro procedimiento interno, todos los ingresos y egresos de efectivo de nuestras filiales extranjeras deben ser administrados de conformidad con nuestra política de gestión de efectivo centralizada. Es una práctica común en Chile transferir fondos excedentes de una compañía a una afiliada que tiene un déficit de efectivo. Estas transferencias se efectúan a través de transacciones de corto plazo o mediante préstamos interempresa estructurados. Según la legislación y la normativa chilenas, dichas transacciones deben efectuarse de acuerdo con las condiciones de mercado vigentes. Todas estas transacciones están sujetas a la supervisión de nuestro Comité de Directores. Al 31 de marzo de 2018, estas transacciones fueron valoradas a la TIP (una tasa de interés promedio chilena), más un 0,05% mensual.

Aún cuando se permiten las transacciones interempresa, no gestionamos los flujos de caja de nuestras filiales en los países en los que operamos; sin embargo, éstas pueden tener consecuencias fiscales adversas.

Durante el año 2017, otorgamos préstamos interempresa a Enel Brasil para apoyar su plan de negocios. Todos estos préstamos interempresa están denominados en dólares estadounidenses, con una duración de dos a cinco años. No proyectamos otorgar préstamos interempresa adicionales durante el año 2018. Además, realizamos tres aumentos de capital en Enel Brasil, todos en efectivo y provenientes del producto remanente de nuestro aumento de capital de 2013, por un monto total de R$ 4,8 mil millones (aproximadamente US$ 1,5 mil millones de acuerdo con el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2017). Estos aumentos de capital se efectuaron para financiar las adquisiciones de Enel Distribución Goiás en febrero de 2017 y de Volta Grande en noviembre de 2017 por parte de Enel Brasil.

Como resultado de la Reorganización 2016, suscribimos acuerdos interempresa. Según la legislación chilena, seguimos siendo solidariamente responsables por las antiguas obligaciones que asumió Enel Chile en virtud de la escisión materializada el 1º de marzo de 2016. Sin embargo, dicha responsabilidad no es aplicable a ninguna obligación contraída con una persona o entidad que ha otorgado su consentimiento expreso, liberándonos de dicha responsabilidad. Para obtener mayor información sobre la reorganización corporativa, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía – A. Historia y desarrollo de la Compañía – La reorganización del año 2016".

Existen distintas relaciones contractuales entre Enel Chile y nosotros para proporcionar servicios entre compañías. Enel Chile suscribió acuerdos interempresa en virtud de los cuales nos proporciona servicios en forma directa e indirecta. Los servicios a ser proporcionados por Enel Chile incluyen ciertos servicios legales, financieros, de tesorería, seguros, mercados de capitales, cumplimiento financiero, contables, de recursos humanos, comunicaciones, seguridad, relaciones con contratistas, compras, servicios informáticos, servicios tributarios y otros servicios de apoyo corporativo y administrativo. Estos servicios son proporcionados y cobrados a precios de mercado en caso de existir servicios comparables. De no existir servicios comparables en el mercado, ellos se proporcionarán al costo, más un porcentaje especificado. La duración de estos acuerdos de servicios interempresa es de cinco años a partir del 1º de enero de 2017 y son susceptibles de ser renovados.

A la fecha de este Informe, las transacciones mencionadas precedentemente no han sufrido cambios importantes. Finalmente, al 31 de diciembre de 2017, se habían realizado ciertas transacciones comerciales con partes relacionadas. Para obtener mayor información sobre las transacciones con partes relacionadas, véase la Nota 11 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

C. Intereses de expertos y asesores legales

No es aplicable.

Ítem 8. Información financiera

A. Estados financieros consolidados y otra información financiera

Véase el "Ítem 18. Estados financieros".

Acciones legales

Tanto nosotros como nuestras filiales somos parte de acciones legales que han surgido en el curso normal de los negocios. Creemos que es improbable que una pérdida asociada con los juicios pendientes afectará en forma importante el normal desarrollo de nuestro negocio.

Para obtener información detallada al 31 de diciembre de 2017 sobre el estado de las acciones legales importantes interpuestas en contra de nosotros y nuestras filiales, véase la Nota 34.3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados. Sírvanse tomar nota de que desde el 1º de marzo de 2016 Enel Chile aparece en calidad de demandado en lugar de nosotros en las acciones legales en curso o en aquellas que puedan surgir en conexión con nuestros antiguos negocios chilenos.

En relación con las acciones legales informadas en las Notas a nuestros estados financieros consolidados, usamos los criterios de revelar aquellas acciones legales que exceden del umbral mínimo de US$ 20 millones de pérdida eventual para nosotros y, en algunos casos, usamos criterios cualitativos dependiendo de la importancia del posible impacto que tengan sobre la conducción de nuestro negocio. El estado de las acciones legales incluye una descripción general, el estado del proceso y una estimación del monto involucrado en cada acción legal.

Política de dividendos

Nuestro Directorio propone anualmente a la JOA la aprobación del dividendo definitivo a pagar cada año en relación con el ejercicio anterior, el cual no puede ser inferior al mínimo legal del 30% de los ingresos netos anuales, e informa la política de dividendos para el ejercicio fiscal en curso. Además, nuestro Directorio generalmente establece un dividendo provisorio para el ejercicio fiscal en curso a ser pagado en el mes de enero del año siguiente, el cual es deducido del dividendo definitivo a ser pagado en el mes de mayo del año siguiente. El dividendo provisorio lo establece el Directorio y, según la legislación chilena, no está sujeto a restricciones.

En relación con los dividendos correspondientes al ejercicio fiscal 2016, los dividendos provisorio y definitivo fueron pagados el 27 de enero de 2017 y el 26 de mayo de 2017, respectivamente. El dividendo provisorio de Ch$ 0,94664 por acción ordinaria fue pagado como parte del dividendo definitivo y correspondió al 15% de los ingresos netos consolidados al 30 de septiembre de 2016. En la JOA celebrada el 27 de abril de 2017, nuestros accionistas aprobaron un dividendo definitivo equivalente a Ch$ 3,33370 por acción ordinaria, pero se pagó en realidad un dividendo de Ch$ 2,38705 porque se dedujo de dicho monto el dividendo provisorio pagado en enero de 2017. El dividendo definitivo corresponde a un 50% de los ingresos netos consolidados anuales del ejercicio fiscal 2016.

En relación con los dividendos correspondientes al ejercicio fiscal 2017, el 29 de noviembre de 2017, el Directorio acordó distribuir un dividendo provisorio de US$ 0,00100 por acción ordinaria el 26 de enero de 2018 a cuenta del ejercicio fiscal 2017, correspondiente a un 15% de los ingresos netos consolidados al 30 de septiembre de 2017. En la JOA celebrada el 26 de abril de 2018, nuestros accionistas acordaron distribuir un dividendo definitivo equivalente a US$ 0,00617 por acción ordinaria a cuenta del ejercicio 2017, pero sólo se pagarán US$ 0,00517 el 25 de mayo de 2018 porque se deducirá de dicho monto el dividendo provisorio pagado en enero de 2018. El dividendo definitivo corresponde a un 50% de los ingresos netos anuales del ejercicio fiscal 2017.

En relación con los dividendos correspondientes al ejercicio fiscal 2018, nuestro Directorio informó a la JOA celebrada el 26 de abril de 2018 la siguiente política de dividendos para el ejercicio fiscal 2018:

- Un dividendo provisorio a cuenta del ejercicio fiscal 2018 y correspondiente al 15% de los ingresos netos consolidados al 30 de septiembre de 2018, a ser pagado en enero de 2019.
- Un dividendo definitivo equivalente al 40% de los ingresos netos consolidados correspondientes al ejercicio fiscal 2018, a ser pagado en mayo de 2019.

Esta política de dividendos está condicionada a las utilidades netas obtenidas en cada período, como también a las proyecciones sobre los futuros niveles de utilidades y otras condiciones que podrían existir a la fecha de declaración de dichos dividendos. La política de dividendos propuesta está sujeta a la facultad que tiene nuestro Directorio de modificar el monto y la oportunidad de pago de los dividendos si las circunstancias existentes al momento del pago lo justifican. Para el ejercicio fiscal 2019 esperamos modificar nuestra política de dividendos y volver a pagar un monto equivalente al 50% de los ingresos netos anuales.

El pago de dividendos está potencialmente sujeto a restricciones legales, tales como los requisitos de reservas legales, criterios de capital y utilidades retenidas, y otras restricciones contractuales, tales como la ausencia de un incumplimiento con los contratos de crédito. Por ejemplo, Enel Generación Piura podría no pagar dividendos a menos que cumpla con ciertos acuerdos financieros. Sin embargo, estas potenciales restricciones legales y contractuales no afectan actualmente nuestra capacidad, o la capacidad de nuestras filiales, de pagar dividendos. (Véase el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — B. Liquidez y recursos de capital", para obtener mayores detalles sobre nuestros instrumentos de deuda).

Los accionistas de cada filial y afiliada son los que acuerdan los pagos de los dividendos definitivos. Actualmente no existen controles cambiarios importantes que prohíban repatriar los pagos de dividendos de nuestras principales filiales y afiliadas extranjeras.

Los dividendos son pagados a los accionistas que se encuentren registrados hasta la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los tenedores de ADS registrados en las fechas de registro aplicables tendrán el derecho de participar en los dividendos.

Dividendos

La siguiente tabla muestra, para cada uno de los años indicados, los montos del dividendo por acción repartidos por nosotros, en pesos chilenos, y el monto de los dividendos repartidos por ADS (un ADS = 50 acciones ordinarias) en dólares estadounidenses. Véase el "Ítem 20. Información adicional — D. Controles cambiarios".

Año	Ch$[(1)] nominales por acción	US$ por ADS[(2)]
2017	3,33	0,27
2016[(3)]	4,64	0,38
2015	6,21	0,44
2014	6,71	0,55
2013	4,25	0,41

(1) Este cuadro detalla los dividendos realmente pagados en el año correspondiente y no los dividendos acumulados ese año. Estos dividendos pueden haberse acumulado el año anterior o el mismo año en el que fueron pagados. Estos montos no reflejan la deducción del impuesto de retención chileno aplicable.

(2) El monto en dólares estadounidenses por ADS se calculó aplicando los tipos de cambio vigente al 31 de diciembre de cada año. Un ADS = 50 acciones ordinarias.

(3) La actual compañía no es necesariamente comparable con su predecesora antes de la Reorganización 2016.

Para obtener información sobre los impuestos de retención chilenos y el acceso al mercado formal de divisas chileno en conexión con el pago de dividendos y las ventas de ADS y las acciones ordinarias subyacentes, véanse el "Ítem 10. Información adicional — E. Tributación" y el "Ítem 10. Información adicional — D. Controles cambiarios".

B. Cambios importantes

Ninguno.

Ítem 9. Cotizaciones y transacciones bursátiles

A. Detalles de las cotizaciones y transacciones bursátiles

Información sobre el precio de mercado

Nuestras acciones ordinarias y nuestros ADS se transan actualmente en las bolsas de valores chilenas y en la NYSE, respectivamente.

La siguiente tabla muestra, para los períodos indicados, los precios máximos y mínimos, en pesos chilenos, en la Bolsa de Comercio de Santiago y los precios de cierre máximos y mínimos, en dólares estadounidenses, de los ADS informados por la Bolsa de Valores de Nueva York. El 21 de abril de 2016 y el 26 de abril de 2016, el precio de nuestras acciones ordinarias y de nuestros ADS, respectivamente, reflejaban sólo el valor de la Compañía y sus operaciones no chilenas. Con anterioridad a dichas fechas, los precios de nuestras acciones incluían nuestros negocios chilenos de electricidad. El 1º de marzo de 2016 separamos nuestros negocios chilenos de los no chilenos y en abril de 2016 se dieron por concluidas las Escisiones con la creación y la cotización en bolsa de las acciones de una nueva entidad llamada Enel Chile S.A., la cual mantuvo los negocios chilenos. Para mayor información sobre la reorganización, véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía – A. Historia y desarrollo de la Compañía – La reorganización del año 2016".

	Bolsa de Comercio de Santiago[1] Ch$ por acción		Bolsa de Valores de EE.UU.[2] US$ por ADS	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
2018				
Abril (hasta el 25 de abril de 2018)	144,50	136,00	12,03	11,41
Marzo	141,09	138,07	11,67	11,40
Febrero	144,00	132,00	11,54	11,41
Enero	148,00	135,12	11,82	11,61
2017	**146,50**	**107,82**	**11,20**	**8,01**
Diciembre	146,50	124,10	11,20	11,04
Noviembre	139,11	123,00	9,82	9,61
Octubre	138,91	131,00	10,70	10,57
4º trimestre	146,50	123,00	11,20	9,58
3er trimestre	137,09	125,00	10,80	9,37
2º trimestre	141,16	122,84	10,74	9,07
1er trimestre	141,50	107,82	10,77	8,01
2016	**188,00**	**93,50**	**14,27**	**7,38**
4º trimestre	118,00	103,46	8,93	7,67
3er trimestre	118,50	106,51	9,16	8,08
2º trimestre	117,10	93,50	14,27	7,38
4º trimestre	188,00	153,00	13,93	10,33
2015	**226,25**	**161,16**	**18,72**	**11,25**
2014	**210,75**	**143,00**	**17,59**	**13,08**
2013	**188,00**	**148,00**	**19,97**	**14,39**

(1) Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago.
(2) Fuente: NYSE Connect. Las cifras compuestas de nuestros ADS incluyen las transacciones en todas las bolsas de valores estadounidenses. Un ADS = 50 acciones ordinarias.

El 29 de diciembre de 2017, último día bursátil del año 2017, nuestras acciones ordinarias se transaron en Ch$ 137.03 por acción en la Bolsa de Comercio de Santiago y nuestros ADS cerraron en US$ 11,17 por ADS en la NYSE.

B. Plan de repartos

No es aplicable.

C. Mercados

En Chile, nuestras acciones ordinarias se transan en tres bolsas de valores: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valores de Valparaíso. La Bolsa de Comercio de Santiago, que es la bolsa de valores más importante del país, se creó en 1893 como una empresa privada. Al 31 de diciembre de 2017, 212 compañías transaban sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago. En el año 2017, la Bolsa de Comercio de Santiago transó un 91% del total de nuestras acciones transadas en Chile, o 9.392.685.815 de acciones. Además, un 9% de las transacciones bursátiles de nuestras acciones se efectuó a través de la Bolsa Electrónica, un mercado de transacciones electrónicas creado por bancos y agencias de valores no miembros y, finalmente, menos de un 0,01% de las acciones se transaron en la Bolsa de Comercio de Valparaíso.

En la Bolsa de Comercio de Santiago se transan acciones, fondos de inversión cerrados, instrumentos de renta fija, valores de corto plazo y del mercado monetario, oro y dólares estadounidenses. La Bolsa de Comercio de Santiago también transa futuros sobre dólares estadounidenses y futuros sobre índices bursátiles. Los valores se transan principalmente mediante un sistema de subasta abierta a viva voz cada día hábil desde las 9:30 a las 16:00 hrs., horario local estándar, y desde las 9:30 hasta las 17:00 hrs. cuando rige el horario oficial de verano (generalmente desde noviembre hasta marzo), el cual difiere del horario de la ciudad de Nueva York hasta en dos horas, dependiendo de la época. La Bolsa de Comercio de Santiago cuenta con un sistema de transacción electrónico denominado

Telepregón, el cual opera continuamente todos los días hábiles desde las 9:30 hasta las 16:00 hrs., horario local estándar, y desde las 9:30 hasta las 17:00 hrs. cuando rige el horario oficial de verano. Durante el horario local estándar, las subastas electrónicas se realizan en cualquiera de las siguientes horas: 10:30 hrs., 11:30 hrs., 13:30 hrs. y 15:30 hrs. Cuando rige el horario oficial de verano, se realiza una subasta electrónica adicional a las 16:30 hrs. Más del 99% de las subastas y transacciones se realizan electrónicamente.

Existen dos principales índices de precios de acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago: el Índice General de Precios de Acciones, o IGPA, y el Índice de Precio Selectivo de Acciones, o IPSA. El IGPA se calcula usando los precios de las acciones que se transan durante al menos el 5% de los días de transacciones del año, con un total de transacciones anuales superior a UF 10.000 (US$ 435.919 millones al 31 de diciembre de 2017) y una flotación libre que representa al menos un 5%. El IPSA se calcula usando los precios de las 40 acciones con el mayor volumen de transacción trimestral, y con una capitalización de mercado superior a US$ 200 millones. Las acciones incluidas en el IPSA e IGPA son ponderadas de acuerdo al valor ponderado de las acciones transadas. Ya sea nosotros o Enersis, de la cual nos escindimos en el año 2016, hemos estado incluidas en el IPSA desde 1988.

Nuestras acciones ordinarias se han transado en Estados Unidos, nuestro mercado principal, en forma de ADS en la NYSE y extrabursátilmente desde 1993 hasta la materialización de la escisión, bajo el símbolo de cotización "ENI" de nuestra predecesora. A partir de la materialización de la escisión de Enel Chile en abril de 2016, nuestros ADS se transan bajo el símbolo de cotización "ENIA". Cada ADS representa 50 acciones ordinarias; los ADS, a su vez, están evidenciados por Recibos de Depósito Americanos (ADR). Los ADR se emitieron en virtud del Tercer Acuerdo de Depósito Modificado y Reformulado de fecha 28 de marzo de 2013, suscrito por nosotros, Citibank, N.A., en su calidad de Depositario (en adelante, el Depositario), y los tenedores y beneficiarios efectivos de los ADR emitidos en virtud del mismo (en adelante, el Acuerdo de Depósito). Sólo aquellas personas en cuyo nombre se encuentran registrados los ADR en los libros del Depositario son consideradas por éste como los titulares de los ADR.

Al 20 de abril de 2018, se encontraban en circulación ADR que evidenciaban 96.685.202 de ADS (equivalentes a 4.834.260.078 de acciones ordinarias), representativos de un 8,4% del número total de acciones en circulación. No nos es posible determinar la proporción de ADS registrados a nombre de beneficiarios efectivos finales estadounidenses. El volumen de nuestras acciones transado en la NYSE y otras bolsas de valores durante el año 2017 fue de 237 millones de ADS, equivalentes a US$ 2.366 millones aproximadamente.

La NYSE opera de lunes a viernes, desde las 9:30 hasta las 16:00 hrs., salvo los días feriados declarados por la NYSE en forma anticipada. En el piso de remates, la NYSE opera en formato de subasta continua, donde los operadores pueden efectuar transacciones en representación de los inversionistas. Agentes especializados actúan como subastadores en un mercado bursátil a viva voz para reunir a los compradores y vendedores y gestionar la subasta. Los clientes pueden también enviar órdenes para su ejecución electrónica inmediata o dirigir las órdenes al recinto de operaciones para ser transadas en el mercado de subastas. La NYSE trabaja con reguladores estadounidenses, como la SEC y la Agencia Reguladora de los Mercados de Futuros, para coordinar medidas de gestión de riesgos en el ambiente del comercio electrónico mediante la implementación de mecanismos tales como disyuntores y puntos de reposición de liquidez.

La siguiente tabla contiene información sobre el monto total de acciones ordinarias transadas y el correspondiente porcentaje transado por mercado durante el ejercicio 2017:

	Número de acciones ordinarias transadas	**porcentaje**
Mercado		
Estados Unidos (Un ADS = 50 acciones ordinarias)[(1)]	11.873.357.950	55,8%
Chile[(2)]	9.392.685.815	44,2%
Total	**21.266.043.765**	**100,0 %**

(1) Incluye la Bolsa de Valores de Nueva York y las transacciones extrabursátiles.
(2) Incluye la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Para mayor información, véase el "Ítem 9. Cotizaciones y transacciones bursátiles — A. Detalles de las cotizaciones y transacciones bursátiles — Información sobre el precio de mercado".

D. Accionistas vendedores

No es aplicable.

E. Dilución

No es aplicable.

F. Gastos de emisión

No es aplicable.

Ítem 10. Información adicional

A. Capital social

No es aplicable.

B. Escritura de constitución y estatutos

Descripción del capital social

La siguiente información dice relación con nuestro capital social y entrega un breve resumen sobre ciertas disposiciones importantes de la legislación chilena y nuestros estatutos.

Generalidades

Los derechos de los accionistas de las sociedades anónimas chilenas se rigen por sus estatutos, los cuales tienen el mismo objetivo que la escritura de constitución y los estatutos de las sociedades constituidas en Estados Unidos, como también por la Ley de Sociedades Anónimas, Ley Nº 18.046, de Chile. Además, el DL Nº 3.500, o Régimen de Previsión Social derivado de la Capitalización Individual (el cuerpo legal que creó el sistema de Administradoras de Fondos de Pensiones), que permite que los fondos de pensiones chilenos inviertan en acciones de sociedades calificadas, afecta indirectamente el gobierno corporativo y establece ciertos derechos de los accionistas. Según la Ley de Sociedades Anónimas chilena, los procedimientos legales para exigir los derechos de los accionistas de una sociedad deben ser sometidos a arbitraje, o bien, a opción del demandante, interponerse ante los tribunales chilenos. Los miembros del Directorio, los gerentes, funcionarios y ejecutivos principales de la sociedad o los accionistas que poseen acciones con un valor libro o un valor accionario superior UF 5.000 (Ch$ 134 millones al 31 de diciembre de 2017) no tienen la opción de interponer una acción legal ante los tribunales.

Los mercados de valores chilenos son principalmente regulados por la CMF de conformidad con la Ley de Mercado de Valores (Ley Nº 18.045) y la Ley de Sociedades Anónimas chilena. Estas dos leyes establecen las exigencias de información, las restricciones sobre información privilegiada y manipulación de precios, y la protección de los accionistas minoritarios. La Ley de Mercado de Valores establece los requisitos para las ofertas públicas, las bolsas de valores y los corredores de valores, y define los requisitos de información que deben cumplir aquellas sociedades que emiten valores de oferta pública. La Ley de Sociedades Anónimas y la Ley de Mercado de Valores chilenas, y sus modificaciones, establecen las normas aplicables a las adquisiciones, ofertas, transacciones con partes relacionadas, mayorías calificadas, recompras de acciones, comités de directores, directores independientes, opciones de acciones y acciones derivativas.

Registro público

Somos una sociedad anónima constituida de conformidad con la legislación chilena. Nos constituimos por escritura pública de fecha 19 de junio de 1981 otorgada ante el Notario Público de Santiago, Sr. Patricio Zaldívar M. Nuestra existencia y estatutos fueron aprobados por la Resolución 409-S de la CMF el 17 de julio de 1981 y nos registramos en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago, el 21 de julio de 1981, a fojas 13.099 Nº 7.269. Estamos inscritos ante la CMF bajo el número de registro 0175. También nos registramos con la Comisión de Mercado de Valores de Estados Unidos bajo el número de expediente 001-12440 el 19 de octubre de 1993.

Requisitos de información relacionados con la compraventa de acciones

Según el Artículo 12 de la Ley de Mercado de Valores y la Norma de Carácter General Nº 269 de la CMF, es obligatorio enviar a la CMF y a las bolsas de valores chilenas cierta información relacionada con las transacciones de acciones de sociedades anónimas o con los contratos o valores cuyo precio o resultados financieros, en todo o en parte, dependen del precio de dichas acciones o están condicionados por él. Debido a que los ADS son representativos de las acciones ordinarias subyacentes a los ADR, las transacciones

que involucran ADR están sujetas a estos requisitos de información y a aquellos establecidos en la Circular Nº 1.375 de la CMF. Los accionistas de sociedades anónimas deben informar a la CMF y a las bolsas de valores chilenas:

- toda compraventa directa o indirecta de acciones efectuada por un titular que posee, directa o indirectamente, al menos un 10% del capital suscrito de la sociedad anónima;
- toda compraventa directa o indirecta de contratos o valores cuyo precio o resultados financieros, en todo o en parte, dependen del precio de las acciones o están condicionados por él, efectuada por un titular que posee, directa o indirectamente, al menos un 10% del capital suscrito de la sociedad anónima;
- toda compraventa directa o indirecta de acciones efectuada por un titular que, a raíz de la adquisición de acciones de dicha sociedad anónima, adquiere, directa o indirectamente, al menos un 10% del capital suscrito de la sociedad anónima; y
- toda compraventa directa o indirecta de acciones efectuada por un director, síndico, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una sociedad anónima.

Además, los accionistas mayoritarios de una sociedad anónima deben informar a la CMF y a las bolsas de valores chilenas si dichas transacciones son suscritas con la intención de adquirir el control de la sociedad o si sólo están realizando una inversión financiera pasiva.

Según el Artículo 54 de la Ley de Mercado de Valores y la Norma de Carácter General Nº 104 dictada por la CMF, toda persona que directa o indirectamente pretenda adquirir el control de una sociedad anónima debe informar su intención al mercado con una anticipación mínima de diez días hábiles al cambio de control propuesto y, en todo caso, tan pronto se realicen las negociaciones de cambio de control o se entregue información confidencial de la sociedad anónima.

Objetivos y fines sociales

El Artículo 4 de nuestros estatutos establece que nuestros objetivos y fines sociales son, entre otras cosas, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación o venta de energía en cualquier forma, ya sea directamente o a través de otras empresas, como también la prestación de servicios de consultoría relacionados con estos objetivos y la participación en el negocio de telecomunicaciones.

Directorio

Nuestro Directorio está integrado por siete miembros elegidos por los accionista en una JOA por un período de tres años, al término del cual pueden ser reelegidos o reemplazados.

Los siete directores elegidos en la JOA son aquellos candidatos que obtienen la más alta mayoría de los votos. Cada accionista puede ejercer los derechos de voto de sus acciones en favor de un candidato o bien distribuir sus derechos de voto entre cualquier número de candidatos.

El efecto de estas disposiciones sobre votación es dar la garantía a todo accionista que posea más de un 12,5% de nuestras acciones de que podrá elegir a un miembro del Directorio.

La remuneración de los directores es fijada anualmente en la JOA. Véase el "Ítem 6. Directores, administración superior y empleados — B. Remuneraciones".

Los acuerdos entre nosotros y las partes relacionadas sólo pueden suscribirse si contribuyen a nuestro interés social y si el precio, los términos y las condiciones son concordantes con las condiciones de mercado existentes en la fecha de su aprobación; asimismo, los acuerdos deben cumplir con todos los requisitos y procedimientos establecidos en el Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas chilena.

Ciertas facultades del Directorio

Nuestros estatutos establecen que todo acuerdo o contrato suscrito por nosotros con nuestro accionista controladores, nuestros directores o ejecutivos o sus partes relacionadas debe ser previamente aprobado por los dos tercios de nuestro Directorio, ser incluidos en el acta de la sesión de Directorio respectiva y cumplir con las disposiciones de la Ley de Sociedades Anónimas chilena.

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas:

- a la facultad de los directores de votar, en ausencia de un quórum independiente, sobre sus propias remuneraciones o aquellas de los miembros de su organismo;
- a las facultades de los directores para tomar dinero en préstamo y cómo pueden ser modificadas dichas facultades;
- a la exigencia de si los directores deben o no deben jubilarse al cumplir cierta edad; ni
- al número de acciones, si lo hubiese, requerido para la calificación de directores.

Ciertas disposiciones relativas a los derechos de los accionistas

A la fecha de presentación de este Informe, nuestro capital se componía de una sola clase de acciones, todas las cuales son acciones ordinarias y tienen los mismos derechos.

Nuestros estatutos no contienen disposiciones relativas a:

- rescates de acciones,
- fondos de reserva ni
- responsabilidad respecto de nuestras reducciones de capital.

Según la legislación chilena, los derechos de nuestros accionistas sólo pueden ser modificados mediante una modificación de los estatutos que cumpla con los requisitos definidos más adelante en el "Ítem 10. Información adicional — B. Escritura de constitución y estatutos — Juntas de accionistas y derechos de voto".

Capitalización

De acuerdo con la legislación chilena, sólo en una JEA pueden los accionistas de una sociedad autorizar un aumento de capital. Cuando un inversionista subscribe acciones, éstas son oficialmente emitidas y registradas en su nombre y el suscriptor es tratado como accionista para todos los fines, pero no recibirá dividendos ni retornos de capital si sólo las subscribe y no las paga. El suscriptor sólo puede recibir dividendos por aquellas acciones que realmente ha pagado, o bien, si sólo ha pagado una parte de dichas acciones, recibir la proporción de los dividendos declarados correspondiente a las acciones pagadas, salvo que los estatutos de la sociedad dispongan lo contrario. Si el suscritor no pagase en su totalidad las acciones suscritas por él antes o en la fecha acordada para el pago de los dividendos, la sociedad, además de iniciar las acciones de cobranza correspondientes, puede subastar en la bolsa de valores en las que éstas se transan, por cuenta y riesgo del deudor, el número de acciones necesarias para cobrarse el saldo adeudado y los gastos de venta de las mismas. Sin embargo, mientras las acciones no sean vendidas en una subasta, el suscriptor mantiene todos los derechos que le corresponden a un accionista, salvo por el derecho de recibir dividendos o retornos de capital. El gerente general, o la persona que lo reemplace, procederá a reducir en el registro de accionistas el número de acciones registrado a nombre del accionista deudor al número de acciones restante, descontando las acciones vendidas por la compañía y liquidando la deuda por el monto necesario para cubrir el resultado de dicha venta después de los gastos correspondientes. En el caso de existir acciones autorizadas y emitidas que no hubiesen sido pagadas dentro del plazo fijado por los accionistas en la JEA en la que se autorizó la suscripción (el cual bajo ninguna circunstancia puede ser superior a tres años a contar de la fecha de dicha junta), estas acciones serán reducidas de acuerdo al número no suscrito a esa fecha. Respecto de las acciones suscritas y no pagadas después del plazo antes mencionado, el Directorio deberá proceder a cobrar el pago de las mismas, salvo que la junta de accionistas autorice (mediante el voto conforme de los dos tercios de las acciones con derecho de voto) una reducción del capital de la compañía al monto efectivamente pagado, en cuyo caso el capital será reducido por ministerio de la ley al monto efectivamente pagado. Una vez agotadas las gestiones de cobranza, el Directorio deberá proponer a la junta de accionistas la aprobación, por simple mayoría, del castigo del saldo pendiente de pago y de la reducción del capital al monto efectivamente recuperado.

Al 31 de diciembre de 2017, nuestro capital suscrito y pagado ascendía a US$ 6.763 millones y se componía de 57.452.641.316 de acciones.

Derechos preferentes y aumentos del capital social

La Ley de Sociedades Anónimas chilena exige que las sociedades chilenas que emitan nuevas acciones otorguen a los accionistas derechos preferentes para comprar un número suficiente de acciones para mantener su porcentaje de participación existente en la sociedad.

Según la legislación chilena, los derechos preferentes pueden ser ejercidos y libremente transferidos por los accionistas durante un período de 30 días. Las opciones para suscribir acciones con motivo de los aumentos de capital de la sociedad o de cualesquiera otros títulos convertibles en acciones o que confieren futuros derechos sobre estas acciones deberán ser ofrecidos, al menos una vez, a los accionistas en forma proporcional a las acciones que se encuentren registradas a su nombre a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de inicio del período de derechos preferentes. La oferta de derechos preferentes y el inicio del período de 30 días para ejercerlos deberán ser comunicados al menos una vez a través de la publicación de un aviso destacado en el periódico usado para publicar las citaciones a juntas de accionistas. Durante dicho período de 30 días, y por un período adicional de 30 días inmediatamente después del período inicial, las sociedades anónimas no podrán ofrecer las acciones no suscritas a terceros conforme a términos más favorables que aquellos ofrecidos a sus accionistas. Al término del segundo período de 30 días, las sociedades anónimas chilenas tienen la facultad de vender las acciones no suscritas a terceros conforme a cualesquiera términos, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de valores chilenas.

Juntas de accionistas y derechos de voto

Las sociedades deben celebrar una JOA dentro de los primeros cuatro meses siguientes al término del ejercicio fiscal. Nuestra última JOA se celebró el 26 de abril de 2018. Las JEA deben ser convocadas por el Directorio cuando éste lo estime conveniente o cuando lo soliciten los accionistas que representan al menos un 10% de las acciones con derecho de voto emitidas, o bien, la por la CMF. Nuestra última JEA se celebró el 27 de abril de 2017. Para convocar a una JOA o JEA, debe publicarse un aviso de citación al menos en tres ocasiones en un periódico de nuestro domicilio social. El periódico designado por nuestros accionistas es *El Mercurio* de Santiago. La primera citación debe ser publicada con una anticipación mínima de 15 días pero no superior a 20 días a la fecha de celebración de la junta. La citación deberá también ser enviada por correo a cada accionista, a la CMF y a las bolsas de valores chilenas.

La JOA se celebrará en la fecha indicada en la citación y sesionará hasta haber discutido todas las materias establecidas en ella. Sin embargo, una vez constituida la junta, a proposición del presidente o de los accionistas que representen al menos el 10% de las acciones con derecho de voto, la mayoría de los accionistas presentes podrán acordar suspender y continuar la junta dentro del mismo día y en el mismo lugar sin necesidad de constituirse nuevamente ni calificar otra vez los poderes, dejando debida constancia de ello en la respectiva acta de la junta. Sólo aquellos accionistas que estén presentes o representados en la junta podrán asistir a la continuación de la junta con derechos de voto.

Según la legislación chilena, el quórum requerido para la celebración de una junta de accionistas es la asistencia, en persona o por poder, de los accionistas que representen al menos la mayoría de las acciones con derecho de voto de una sociedad. Si no estuviese presente el quórum requerido en la primera junta, se podrá convocar a una nueva junta y el quórum para su celebración serán los accionistas que asistan a la misma, cualquiera que sea el porcentaje de acciones que representen. Esta segunda junta deberá celebrarse dentro de los 45 días siguientes a la fecha de celebración de la primera junta. En las juntas, los accionistas podrán adoptar resoluciones mediante el voto afirmativo de la mayoría de las acciones presentes o representadas en la misma. Para los siguientes actos se deberá convocar a una JEA:

- la transformación de la compañía en una sociedad distinta a una sociedad anónima, a tenor de la Ley de Sociedades Anónimas chilena, o la fusión o la escisión de la compañía;
- la modificación de la duración o la disolución anticipada de la sociedad;
- el cambio de domicilio social;
- una reducción del capital social;
- la aprobación de aportes de capital en especie y contribuciones no monetarias;
- la modificación de las facultades reservadas para los accionistas o las limitaciones a las facultades del Directorio;
- la reducción del número de miembros del Directorio;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de la sociedad, independientemente de si incluye o no la enajenación de obligaciones, como también la aprobación o modificación del plan de negocios que contemple la enajenación de un porcentaje mayor de activos;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de una filial, siempre que dicha filial represente al menos un 20% de los activos de la sociedad, como también la enajenación de un número de sus acciones que le haga perder a la sociedad matriz su calidad de accionista controlador;
- la forma de distribuir los beneficios corporativos;

- la constitución de garantías para caucionar obligaciones de terceros que excedan del 50% de los activos, salvo que dicho tercero sea una filial de la sociedad, en cuyo caso será suficiente la aprobación del Directorio;
- la compra de las acciones propias de la sociedad;
- otros actos establecidos en los estatutos o en la legislación pertinente;
- ciertos recursos para anular los estatutos de la sociedad;
- la inclusión en los estatutos del derecho de comprar acciones a los accionistas minoritarios cuando los accionistas controladores obtienen el 95% de las acciones de la sociedad a través de una oferta de compra de todas las acciones de ella, en aquellos casos en que al menos un 15% de las acciones hubiese sido adquirido de accionistas no relacionados; y
- la aprobación o ratificación de los actos o contratos con partes relacionadas.

Independientemente del quórum que se encuentra presente, se requerirá el voto afirmativo de al menos dos tercios de las acciones con derecho de voto en circulación para cualquiera de los actos antes mencionados.

La modificación de los estatutos para emitir una nueva clase de acciones, o la modificación o eliminación de las clases de acciones existentes, deberán ser aprobadas por al menos los dos tercios de las acciones con derecho de voto en circulación de las series afectadas.

La legislación chilena no exige a las sociedades anónimas proporcionar a sus accionistas el mismo nivel o tipo de información que exigen las leyes sobre mercados de valores estadounidenses respecto de la solicitud de poderes de representación. Sin embargo, los accionistas tienen el derecho de examinar los estados financieros y libros corporativos de las sociedades anónimas dentro de los 15 días anteriores a la celebración de una junta de accionistas. Según la legislación chilena, con una anticipación mínima de 15 días a la fecha de celebración de una junta deberá enviarse a los accionistas una citación que indique las materias que serán tratadas en ella y la fecha de celebración de la misma, y que proporcione información de cómo pueden obtenerse copias completas de los documentos de respaldo de las materias que serán sometidas a votación en ella, los cuales deberán a estar a disposición de los accionistas y ser publicados en nuestro sitio web. Cuando se trate de una JOA, nuestra Memoria Anual, que incluye nuestros estados financieros auditados, también debe ponerse a disposición de los accionistas y publicarse en nuestro sitio web: www.enelamericas.cl.

La Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que, a solicitud del Comité de Directores o de los accionistas que representen al menos un 10% de las acciones con derecho de voto emitidas, la Memoria Anual de una sociedad anónima chilena deberá incluir, además del material proporcionado por el Directorio a los accionistas, los comentarios y propuestas de los accionistas en relación con los asuntos de la compañía. De acuerdo con el Artículo 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas, el o los accionistas que posean o representen un 10% o más de las acciones con derecho de voto emitidas podrán:

- entregar sus comentarios y propuestas en relación con la evolución de los negocios corporativos en el ejercicio respectivo, no pudiendo ningún accionista, en forma individual o conjunta, efectuar más de una presentación. Las observaciones deberán ser presentadas por escrito a la compañía, en forma precisa, responsable y respetuosa, y el o los accionistas respectivos deberán indicar si quieren que éstas sean incluidas en un anexo a la Memoria Anual. El Directorio deberá incluir en un anexo a la Memoria Anual del ejercicio un resumen fidedigno de los correspondientes comentarios y propuestas de las partes interesadas, siempre que éstos sean presentados durante el ejercicio o dentro de los 30 días siguientes al término del mismo; o
- presentar comentarios o propuestas sobre las materias que el Directorio ponga en conocimiento de los accionistas o someta a la votación de éstos. El Directorio deberá incluir un resumen fidedigno de dichos comentarios y propuestas en toda información que envíe a los accionistas, siempre que las propuestas de los accionistas sean recibidas en las oficinas de la compañía con una anticipación mínima de 10 días a la fecha de despacho de la información por parte de la compañía. Los accionistas deberán presentar sus comentarios y propuestas a la compañía indicando su deseo de que sean incluidos en un anexo a la Memoria Anual o en la información a ser enviada a los accionistas, según corresponda. Las observaciones mencionadas en este Artículo pueden ser presentadas en forma separada por cada accionista que posea un 10% o más de las acciones con derecho de voto emitidas, o bien, por aquellos accionistas que, en conjunto, posean dicho porcentaje, los que deberán actuar como un solo accionista.

Asimismo, la Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que cuando el Directorio de una sociedad anónima convoque a una JOA y solicite poderes para la junta, o distribuya información que respalde sus decisiones u otros materiales similares, el Directorio estará obligado a incluir los comentarios y propuestas pertinentes presentados por el Comité de Directores o por los accionistas que posean un 10% o más de las acciones con derecho de voto emitidas que soliciten que sean incluidos.

Sólo los accionistas que se encuentren registrados a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de la junta tendrán el derecho de votar por sus acciones. Un accionista podrá designar a otra persona, que no necesariamente tiene que ser un accionista, para que lo represente y emita su voto en la junta. Dichos poderes de representación deberán ser otorgados por todas las acciones que posea

el titular. El poder podrá contener instrucciones específicas respecto de la aprobación, rechazo o abstención de las materias sometidas a votación que se incluyeron en la citación. Cada accionista que tenga derecho de participar y votar en la junta de accionistas tendrá un voto por cada acción suscrita.

Ni la legislación chilena ni nuestros estatutos limitan el derecho de las personas no residentes o extranjeras de poseer o votar por sus acciones ordinarias. Sin embargo, el titular registrado de las acciones ordinarias representadas por los ADS y evidenciadas por los ADS en circulación es el Depositario, que actualmente es el Banco Santander-Chile, o su sucesor legal. Por lo tanto, los tenedores de ADS no tienen el derecho de recibir directamente las citaciones a las juntas o votar por las acciones subyacentes a las acciones ordinarias representadas por los ADS. El Contrato de Depósito contiene disposiciones con arreglo a las cuales el Depositario ha aceptado solicitar instrucciones a los tenedores registrados de ADS respecto del ejercicio de los derechos de voto que corresponden a las acciones ordinarias representadas por los ADS. Con sujeción al cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Depósito y a la recepción de dichas instrucciones, el Depositario ha acordado procurar, en la medida que fuese posible y lo permitiese la legislación chilena y las disposiciones de los estatutos, votar o instruir que se vote (u otorgar un poder discrecional al presidente del Directorio o a la persona que éste designe para votar) por las acciones ordinarias representadas por los ADS de conformidad con dichas instrucciones. El Depositario no ejercerá personalmente ningún derecho de voto por las acciones ordinarias subyacentes a los ADS. Si el Depositario no recibiese del titular de los ADS instrucciones de votación respecto de las acciones ordinarias representadas por los ADS antes o en la fecha establecida por el Depositario para tal fin, los derechos de voto correspondientes a las acciones ordinarias representadas por los ADS se ejercerán de la forma que indique el presidente del Directorio, o a la persona designada por éste, conforme a las limitaciones establecidas en el Contrato de Depósito.

Dividendos y derechos de liquidación

Según la Ley de Sociedades Anónimas chilena, salvo que se decida lo contrario por votación unánime de todas las acciones con derecho de voto emitidas, todas las sociedades deberán distribuir un dividendo en efectivo por un monto equivalente a al menos el 30% de sus ingresos netos consolidados, siempre que no existan pérdidas de ejercicios anteriores. La legislación estipula que el Directorio debe aprobar la política de dividendos e informar sobre dicha política a los accionistas en la JOA.

Todo dividendo que exceda del 30% de los ingresos netos podrá ser pagado, a elección de los accionistas, en dinero o en acciones nuestras o de sociedades anónimas de nuestra propiedad. Si los accionistas no indicasen expresamente que desean recibir un dividendo que no sea en efectivo, se presumirá legalmente que han decidido recibir un dividendo en dinero efectivo.

Los dividendos declarados pero no pagados dentro del plazo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas chilena (30 días después de la declaración, en el caso de los dividendos mínimos; en el fecha indicada para el pago al momento de la declaración, en el caso de dividendos adicionales) serán reajustados para reflejar el cambio en el valor de la UF entre la fecha establecida para su pago y la fecha de pago efectivo de los mismos. El derecho a recibir dividendos caduca si éstos no son reclamados dentro de los cinco años siguientes a la fecha de pago de los mismos. Los pagos no cobrados dentro de dicho período serán transferidos al Cuerpo de Bomberos de Chile.

En la eventualidad de nuestra liquidación, los accionistas participarían en los activos disponibles, después de efectuado el pago respectivo a todos los acreedores, en forma proporcional al número de acciones pagadas que posean.

Aprobación de los estados financieros

El Directorio tiene la obligación de presentar anualmente nuestros estados financieros consolidados a los accionistas para su aprobación. En el caso de que los accionistas por una mayoría de votos de las acciones presentes (en persona o por poder) en la junta de accionistas respectiva rechazasen los estados financieros, el Directorio deberá presentar nuevos estados financieros dentro de un plazo máximo de 60 días a contar de la fecha de dicha junta. Si los accionistas rechazasen los nuevos estados financieros, se considerará que todos los miembros del Directorio han sido removidos de sus cargos y se procederá a la elección de nuevos miembros del Directorio en la misma junta. Aquellos directores que hubiesen individualmente aprobado dichos estados financieros no podrán ser reelegidos para el período siguiente. Nuestros accionistas nunca han rechazado los estados financieros presentados por el Directorio.

Cambio de control

La Ley de Mercado de Valores establece una norma global para las ofertas de adquisición. La ley define como oferta de adquisición a la oferta formulada a los accionistas para comprar las acciones que ellos posean en sociedades anónimas que cotizan en la bolsa o sus títulos convertibles en acciones, en condiciones que permitan al comprador obtener un cierto porcentaje de participación en la sociedad anónima dentro de un período de tiempo definido. Estas disposiciones son aplicables tanto a las ofertas voluntarias como a las involuntarias.

Adquisición de acciones

Ninguna disposición de nuestros estatutos discrimina a los tenedores de acciones existentes o potenciales por poseer un número importante de nuestras acciones. Sin embargo, ninguna persona puede poseer directa o indirectamente más de un 65% de nuestras acciones en circulación. La restricción precedente no es aplicable al depositario en su calidad de titular registrado de las acciones representadas por los ADR, pero sí es aplicable a cada beneficiario efectivo de ADS. Asimismo, nuestros estatutos prohíben a todo accionista ejercer su derecho de voto respecto de más del 65% de las acciones ordinarias que posee dicho accionista o por cuenta de otros que representen más del 65% de las acciones con derecho de voto emitidas y en circulación.

Derecho de los accionistas disidentes de ofrecer sus acciones

La Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que la adopción en una junta de accionistas de cualquiera de las resoluciones indicadas más adelante otorga a los accionistas disidentes el derecho de retirarse de la compañía y exigirle a ésta que recompre sus acciones, siempre que se dé cumplimiento a ciertos términos y condiciones. Con el objeto de ejercer dichos derechos de retiro, los tenedores de ADR deben primero retirar las acciones representadas por sus ADR conforme a los términos del Contrato de Depósito.

Se define como accionistas "disidentes" a aquellos accionistas que en una junta de accionistas votan en contra de una resolución que les otorga el derecho de retirarse o a aquellos que, aunque no estuvieron presentes en la junta, expresaron por escrito su oposición a la respectiva resolución dentro de los 30 días siguientes a la celebración de la junta. Los accionistas presentes o representados en la junta que se abstienen de ejercer su derecho de voto no serán considerados como disidentes. El derecho de retiro deberá ser ejercido por todas las acciones que el accionista disidente tenga registradas a su nombre en la fecha en que se haya determinado su derecho de participar en la junta en la cual se adoptó la resolución que motiva su retiro y que sigan estando registradas a su nombre en la fecha en que comunique a la compañía su intención de retirarse. El precio pagadero al accionista disidente de una sociedad anónima que cotiza y transa activamente sus acciones en una de las bolsas de valores chilenas será el precio de venta promedio ponderado de las acciones reportado por las bolsas de valores chilena en las cuales se transaron las acciones durante el período de dos meses comprendido entre el nonagésimo y trigésimo día anterior a la celebración de la junta que dio origen al derecho de retiro. Si, debido al volumen, frecuencia, número y diversidad de los compradores y vendedores, la CMF determinase que las acciones no se cotizan activamente en una bolsa de valores, el precio pagadero al accionista disidente será el valor libro de las acciones. Para este propósito, el valor libro será equivalente al capital, más las reservas y utilidades, menos las pérdidas, divididas por el número total de acciones suscritas total o parcialmente pagadas. Para los efectos de dicho cálculo se usará el último estado consolidado de situación financiera, debidamente reajustado para reflejar la inflación experimentada hasta la fecha de la junta de accionistas en la cual se originó el derecho de retiro.

El Artículo 126 del Reglamento de la Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que, en aquellos casos en que se origine el derecho de retiro, la compañía tendrá la obligación de informar a los accionistas sobre esta situación, comunicar el precio por acción que será pagado a los accionistas que ejerzan su derecho de retiro y el plazo que tendrán para ejercerlo. Dicha información deberá ser proporcionada a los accionistas en la misma junta en la cual se adopten las resoluciones que den origen al derecho de retiro, antes de su votación. A los accionistas deberá entregárseles una comunicación especial indicando sus derechos dentro de los dos días siguientes a la originación de los derechos de retiro. En el caso de las sociedades anónimas, dicha información deberá ser comunicada mediante un aviso destacado publicado en un periódico de circulación nacional y en su sitio web, como también mediante una comunicación escrita dirigida a los accionistas con derechos, a la dirección de los mismos registrada en la compañía. La citación a la junta de accionistas en la que pudiesen originarse derechos de retiro deberá mencionar esta circunstancia.

Las siguientes son, entre otras, las resoluciones que podrían dar origen al derecho de retiro de un accionista:

- la transformación de la sociedad en una entidad distinta a una sociedad anónima, a tenor de la Ley de Sociedades Anónimas chilena;
- la fusión de la sociedad con otra compañía;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de la sociedad, independientemente de si incluye o no la enajenación de las obligaciones, como también la aprobación o modificación del plan de negocios que contemple la enajenación de sus activos en un porcentaje mayor al indicado;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de una filial, siempre que dicha filial represente al menos un 20% de los activos de la sociedad, como también la enajenación de un número de sus acciones que le haga perder a la sociedad matriz su calidad de accionista controlador;
- la constitución de garantías para caucionar obligaciones de terceros que excedan del 50% de los activos (si el tercero fuese una filial de la sociedad, sólo se necesitará la aprobación del Directorio);

- la creación de derechos preferentes para una clase de acciones o la modificación de los existentes. En este caso, el derecho de retiro sólo se originará para los accionistas disidentes de la clase o clases de acciones que se vean afectadas negativamente;
- ciertos recursos para anular los estatutos de la sociedad; y
- otras causas que estén contempladas en la legislación o en los estatutos de la sociedad.

Inversiones de las AFP

El Régimen de Previsión Social derivado de la Capitalización Individual (DL Nº 3.500, que creó el sistema de fondos de pensiones) autoriza a las AFP a invertir sus fondos en compañías sujetas al Título XII y estas compañías están sujetas a mayores restricciones que otras. El Comité de Clasificación de Riesgos determinará cuáles acciones pueden ser compradas por las AFP. Dicho Comité de Clasificación de Riesgos establece las pautas de inversión y tiene la facultad de aprobar o rechazar a aquellas compañías que son admisibles para las inversiones de las AFP. Salvo por el período comprendido entre marzo de 2003 y marzo de 2004, somos y hemos sido una compañía sujeta al Título XII y hemos sido aprobados por el Comité de Clasificación de Riesgos.

Los estatutos de las compañías sujetas al Título XII deben: limitar el porcentaje máximo de titularidad de un accionista, el que actualmente es de un 65%; exigir que ciertos actos sean sólo adoptados en una junta de accionistas y otorgar a los accionistas el derecho de aprobar ciertas políticas de inversión y financiamiento.

Registros y transferencias

Nuestras acciones se encuentran registradas ante un agente administrativo, DCV Registros S.A. Esta entidad es también responsable de nuestro registro de accionistas. En el caso de aquellas acciones de propiedad conjunta, será necesario designar un apoderado para que represente a los propietarios conjuntos en sus negociaciones con nosotros.

C. Contratos importantes

Ninguno.

D. Controles cambiarios

El Banco Central de Chile es responsable, entre otras cosas, de las políticas monetarias y los controles cambiarios chilenos. El reglamento del mercado cambiario actualmente aplicable se encuentra establecido en el Compendio de Normas de Cambios Internacionales (el Compendio) aprobado por el Banco Central de Chile en el año 2002. El registro de una inversión extranjera en Chile otorga al inversionista el acceso al Mercado Cambiario Formal. Las inversiones extranjeras pueden registrarse con el Comité de Inversiones Extranjeras conforme al DL Nº 600, de 1974, o con el Banco Central de Chile conforme a la Ley Orgánica Constitucional del Banco Central de Chile, Ley Nº 18.840, de octubre de 1989.

a) Capítulo XIV

El siguiente es un resumen de ciertas disposiciones del Capítulo XIV aplicables a todos los accionistas existentes (y tenedores de ADS). Este resumen no pretende ser exhaustivo y está calificado en su totalidad por referencia al Capítulo XIV. El Capítulo XIV regula los siguientes tipos de inversiones: créditos, depósitos, inversiones y aportes de capital. Según el Capítulo XIV, en caso de venta de nuestras acciones, el inversionista puede repatriar en cualquier momento, sujeto a las normas vigentes a la fecha respectiva, la inversión efectuada en nosotros, como también las utilidades generadas por las mismas, sin un tope monetario, informando dicha repatriación al Banco Central de Chile.

Salvo por el cumplimiento de las normas tributarias y ciertas exigencias de información, actualmente no existe en Chile ninguna norma que afecte los derechos de expatriación, con excepción de la exigencia de efectuar las remesas a través del Mercado Cambiario Formal. Sin embargo, el Banco Central de Chile tiene la facultad de modificar estas normas e imponer controles cambiarios.

b) El Compendio y la emisión de bonos internacionales

Los emisores chilenos pueden ofrecer bonos internacionales emitidos por el Banco Central de Chile en virtud del Capítulo XIV, y sus modificaciones, del Compendio.

E. Tributación

Consideraciones tributarias chilenas

El siguiente análisis resume las consecuencias importantes relativas al impuesto a la renta e impuesto de retención chilenos para titulares extranjeros que surgen de la propiedad y enajenación de acciones y ADS. El resumen siguiente no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones tributarias que podrían ser importantes para la tomar la decisión de comprar, poseer o enajenar acciones o ADS, de haberlas, y no pretende abordar las consecuencias tributarias aplicables a todas las categorías de inversionistas, por cuanto algunos de ellos podrían estar sujetos a reglas especiales. Se aconseja a los titulares de acciones y ADS consultar con sus propios asesores tributarios las consecuencias tributarias chilenas y otras que conlleva la titularidad de acciones o ADS.

El siguiente resumen se basa en la legislación chilena vigente a la fecha de este Informe y está sujeto a cualquier modificación que pudiese sufrir ésta y otras leyes después de la fecha indicada, posiblemente con efecto retroactivo. Según la legislación chilena, las disposiciones contenidas en cuerpos legales tales como las tasas de impuestos aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de la renta afecta a impuesto en Chile, y la manera en que los impuestos chilenos se aplican y recaudan sólo pueden ser modificadas por otra ley. Asimismo, las autoridades tributarias chilenas emiten dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica, e interpretan las disposiciones contenidas en la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena. Los impuestos chilenos no pueden aplicarse retroactivamente a contribuyentes que actúan de buena fe basándose en dichos dictámenes, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas sí pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El siguiente análisis también se basa, en parte, en declaraciones del depositario, y supone que cada obligación contemplada en el Contrato de Depósito y acuerdos relacionados se cumplirá en conformidad con sus respectivos términos. A la fecha del presente Informe, no hay vigente un convenio para evitar la doble tributación entre Estados Unidos y Chile. Sin embargo, el año 2010, Estados Unidos y Chile suscribieron un convenio para evitar la doble tributación que entrará en vigor una vez que haya sido ratificado por ambos países, lo que a esta fecha no ha sucedido. No podemos dar garantías de que el convenio en cuestión será ratificado por alguno de estos dos países. El siguiente resumen se basa en la suposición de que no hay en vigencia un convenio para evitar la doble tributación entre Estados Unidos y Chile.

Según el uso que se le da en este Informe, el término "titular extranjero" significa:

- en el caso de un titular que es una persona natural, una persona que no reside en Chile. Para fines fiscales chilenos, (a) una persona natural es un residente chileno si ha residido en el país durante un período superior a seis meses dentro de un año calendario, o bien, durante un período superior a seis meses durante dos ejercicios fiscales consecutivos; o (b) una persona natural tiene su domicilio en Chile si reside en el país y tiene la intención de permanecer en Chile (debiendo dicha intención demostrarse con circunstancias tales como la aceptación de un empleo en Chile o el traslado de su familia a Chile); o
- en el caso de un titular que es una persona jurídica, una persona jurídica que no se encuentra constituida conforme a la legislación chilena, salvo que las acciones o ADS sean cedidos a una sucursal, agente, representante o establecimiento permanente de dicha persona jurídica en Chile.

Tributación sobre acciones y ADS

Tributación sobre dividendos pagados en efectivo y repartos en especie

Los dividendos pagados en efectivo por las acciones o ADS en posesión de un titular extranjero están afectos al impuesto de retención chileno, el que es retenido y pagado por la empresa. El monto del impuesto de retención chileno se determina aplicando una tasa del 35% al monto bruto del reparto (monto equivalente a la suma del monto real del reparto y el impuesto de primera categoría correlativo pagado por el emisor), del que luego se resta como crédito un 65% del impuesto de primera categoría chileno (el impuesto corporativo chileno, en adelante ICC) pagado por el emisor, si el país de residencia del titular de las acciones o ADS no ha suscrito un convenio para evitar la doble tributación con Chile. En caso de existir dicho convenio entre ambos países (ya sea vigente o que haya sido firmado antes del 1º de enero de 2017), el Titular Extranjero podrá aplicar como crédito el 100% del ICC. Para el año 2017, el ICC aplicable a nosotros corresponde a una tasa del 25,5% y, dependiendo de las circunstancias mencionadas precedentemente, el Titular Extranjero puede aplicar como crédito el 100% o el 65% del ICC.

Desde el 1º de enero de 2017 existen dos sistemas alternativos de tributación sobre rentas a nivel de accionistas: a) tributación de accionistas en base a renta devengada (conocido como sistema de renta atribuida en Chile) y b) tributación de accionistas en base a renta efectiva (conocido como sistema parcialmente integrado en Chile).

Según la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena actualmente vigente, las sociedades anónimas como nosotros estarán afectas al último sistema.

Según el régimen de renta efectiva (o sistema parcialmente integrado), una empresa paga el ICC sobre sus resultados anuales. Los accionistas individuales extranjeros y chilenos pagarán en Chile sólo el impuesto gravado sobre los repartos de utilidades efectivos y podrán usar el impuesto pagado por la empresa que efectúa el reparto como un crédito, con ciertas limitaciones. Solamente un 65% del ICC es susceptible de ser imputado como crédito contra el impuesto del 35% que corresponde a los accionistas (en contraposición al 100% de la base tributaria de renta devengada). No obstante, en el caso de que exista un convenio para evitar la doble tributación entre Chile y la jurisdicción de residencia del accionista suscrito antes del 1º de enero de 2017 (aún cuando no haya entrado en vigencia), el ICC es completamente imputable como crédito contra el impuesto de retención del 35%. Este es el caso del convenio suscrito entre Chile y Estados Unidos. En el caso de los convenios suscritos antes del 1º de enero de 2017 que no han entrado en vigor aún o si dichos convenios entran en vigor antes del 31 de diciembre de 2019, una venta provisoria permite la aplicación como crédito del 100% del ICC hasta el 31 de diciembre de 2019.

El siguiente ejemplo ilustra la carga tributaria chilena real respecto del impuesto de retención sobre un dividendo en efectivo recibido por un Titular Extranjero, suponiendo una tasa impositiva de retención del 35%, una tasa de ICC real del 25,5% (tasa del ICC para el año 2017 y siguientes según el sistema de base de renta efectiva, la que aumentará al 27% en el año 2018 para las empresas que hayan optado por esta base tributaria) y un reparto del 50% de los ingresos netos de la compañía sujetos a reparto después del pago del ICC chileno:

Line	Concepto y suposiciones para el cálculo	Monto aplicable a residente con convenio para evitar doble tributación	Monto aplicable a residente sin convenio para evitar doble tributación
1	Ingresos corporativos afectos a impuesto (basado en la Línea 1 = 100)	100	100,0
2	Impuesto de primera categoría (ICC) : 25,5% x la Línea 1	25,5	25,5
3	Ingresos netos sujetos a reparto: Línea 1 — Línea 2	74,5	74,5
4	Dividendos repartidos (50% de ingresos netos sujetos a reparto): 50% de la Línea 3	37,3	37,3
5	Impuesto de retención: (35% de (la suma de la Línea 4 y 50% de la Línea 2))	17,5	17,5
6	Crédito del 50% por ICC : 50% de la Línea 2	12,8	12,8
7	Restitución parcial del ICC (Línea 6 x 35%) (1)	—	4,5
8	Impuesto de retención neto: Línea 5 - Línea 6 + Línea 7	4,8	9,2
9	Dividendo neto recibido: Línea 4 - Línea 8	32,5	28,0
10	Tasa efectiva de impuesto de retención sobre los dividendos: Línea 8 / Línea 4	12,8	24,7

(1) Aplicable sólo a residentes de jurisdicciones sin convenio con Chile. Desde un punto de vista práctico, lo anterior significa que el ICC sólo puede abonarse parcialmente (65%) al impuesto de retención (es decir, ICC de 9,2%).

Sin embargo, para efectos de lo anterior, las autoridades tributarias no han aclarado si se considerará como residencia del contribuyente la del tenedor de ADS o la del depositario.

Tributación sobre la venta o canje de ADS fuera de Chile

Las ganancias obtenidas por un titular extranjero de la enajenación o canje de ADS fuera de Chile no están afectas a impuestos chilenos.

Tributación sobre la venta o canje de acciones

La Ley sobre Impuesto a la Renta chilena incluye una exención tributaria sobre las ganancias de capital derivadas de la venta en las bolsas de valores de títulos accionarios de empresas que cotizan en ellas. Si bien contempla ciertas restricciones, en términos generales, la modificación dispuso que a fin de calificar para la exención tributaria a las ganancias de capital: (i) las acciones deben ser de sociedades anónimas abiertas con una "presencia bursátil suficiente" en las Bolsas de Valores chilenas (la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valores de Valparaíso); (ii) la venta debe realizarse en una Bolsa de Valores chilena autorizada por la CMF, o bien, en una oferta pública realizada con arreglo al Título XXV de la Ley de Mercado de Valores chilena o como consecuencia de un aporte a un fondo, conforme al Artículo 109 de la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena; (iii) las acciones que están siendo vendidas deben haber sido adquiridas en una Bolsa de Valores chilena, o en una oferta pública realizada con arreglo al Título XXV de la Ley de Mercado de Valores, o en una oferta pública inicial (debido a la creación de una sociedad anónima o a un aumento de capital), o debido al canje de títulos convertibles o bien debido al rescate de una cuota de un fondo, conforme al Artículo 109 de la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena; y (iv) las acciones deben haber sido adquiridas después del 19 de abril de 2001. Para

que sean considerados como títulos convertibles ofrecidos al público, los ADS deben encontrarse inscritos en el registro de títulos extranjeros de Chile (o ser expresamente excluidos de dicho registro por la CMF).

Se considera que las acciones tiene una "alta presencia" en las Bolsas de Valores chilenas cuando (i) se han transado durante un cierto número de días a un umbral de volumen igual o superior al especificado en las leyes y reglamentos chilenos; o (ii) si el emisor ha contratado a un gestor de mercado, de acuerdo con las leyes y reglamentos chilenos. A esta fecha, se considera que nuestras acciones tienen una alta presencia en las Bolsas de Valores chilenas y no hemos contratado ningún gestor de mercado. En el caso de que nuestras acciones dejen de tener una "alta presencias" en las Bolsas de Valores chilenas, el traspaso de nuestras acciones podría estar afecto al impuesto sobre las ganancias de capital, del cual están exentos los titulares de acciones de "alta presencia", y que será gravado a distintos niveles dependiendo de la oportunidad del traspaso en relación con la fecha de pérdida de una presencia bursátil suficiente para calificar como acciones de "alta presencia". Si nuestras acciones vuelven a tener una "presencia bursátil suficiente", los titulares volverán a gozar de la exención tributaria.

Si las acciones no califican para la exención antes mencionada, las ganancias de capital derivadas de su venta o canje (distinguiéndose de la venta o canje de los ADS representativos de dichas acciones ordinarias) podrían quedar afectas al régimen tributario general, con un ICC del 25,5%, la tasa aplicable durante el año 2017, y un impuesto de retención chileno del 35%, pudiendo el primero ser imputado como crédito al segundo.

Se considera que la fecha de adquisición de los ADS corresponde a la fecha de adquisición de las acciones por las cuales se canjean los ADS.

Tributación sobre derechos de acciones y derechos de ADS

Para efectos tributarios chilenos y en la medida que emitamos derechos de acciones o derechos de ADS, la recepción de derechos de acciones o derechos de ADS por un Titular Extranjero de acciones o ADS conforme a una oferta de derechos no está afecta a impuestos en Chile. Además, los Titulares Extranjeros no estarán afectos al impuesto a la renta chileno en caso de ejercicio o caducidad de los derechos de acciones o derechos de ADS.

Ninguna ganancia proveniente de la venta, canje o traspaso de derechos de ADS por un Titular Extranjero está afecta a impuestos en Chile.

Toda ganancia proveniente de la venta, canje o traspaso de derechos de acciones por un Titular Extranjero está afecta al impuesto de retención del 35%.

Otros impuestos chilenos

La propiedad, transferencia o enajenación de ADS por parte de titulares extranjeros no están afectas a los impuestos sobre las donaciones, herencia o sucesión, pero estos impuestos se aplicarán generalmente a la transferencia por causa de muerte o a la donación de las acciones por parte de titulares extranjeros. Los titulares de acciones o ADS tampoco están afectos a los impuestos chilenos de timbres y estampillas, emisión, registro u otros impuestos similares, ni al pago de derechos afines.

Consideraciones importantes acerca del Impuesto Federal a la Renta de los Estados Unidos

Este análisis se basa en el Código de Impuestos Internos de EE.UU. de 1986, y sus modificaciones (el Código), y en dictámenes administrativos, sentencias judiciales y normativas definitivas, transitorias o propuestas dictadas por el Departamento del Tesoro, todas a la fecha de este Informe. El análisis no aborda el efecto de la H.R. 1, originalmente conocida como la "Ley de Recortes de Impuestos y Empleos", que fue promulgada el 22 de diciembre de 2017 y que modificó en forma importante el Código (en adelante, la Ley de Reforma Tributaria de 2017). Dichas disposiciones son susceptibles de modificación, posiblemente con efecto retroactivo. Este análisis supone que las actividades del depositario están clara y debidamente definidas, de manera de asegurar que el tratamiento tributario de los ADS será idéntico al tratamiento tributario de los títulos subyacentes.

Las siguientes son las consecuencias importantes del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos para los Titulares Estadounidenses (según se los define en este acápite) que reciben, poseen o enajenan acciones o ADS, aunque no pretende constituir una descripción exhaustiva de todas las consecuencias tributarias que pueden ser relevantes para la decisión de una persona en particular de tener dichos valores y se basa en las suposiciones indicadas anteriormente en el acápite "— Consideraciones tributarias chilenas", en el sentido de que no existe un convenio para evitar la doble tributación vigente entre Estados Unidos y Chile. El análisis se aplica sólo a los beneficiarios efectivos que poseen acciones o ADS como activos de capital para los efectos del impuesto federal a la renta de los

Estados Unidos, y no describe todas las consecuencias tributarias que pueden ser relevantes a la luz de las circunstancias particulares del beneficiario efectivo. Por ejemplo, el análisis no describe todas las consecuencias tributarias que podrían resultar relevantes para:

- ciertas instituciones financieras;
- compañías de seguros;
- agentes y corredores de valores que utilizan el método de valoración de acciones a precio de mercado en su contabilidad tributaria;
- personas que poseen acciones o ADS como parte de una transacción integrada de cobertura recíproca o transacción similar;
- personas cuya moneda funcional para efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos no es el dólar estadounidense;
- sociedades de personas u otras entidades clasificadas como sociedades de personas para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos;
- personas afectas al impuesto mínimo alternativo;
- organizaciones exentas de impuestos;
- titulares de acciones o tenedores de ADS representativos, o que se consideran representativos, de un 10% o más de nuestro capital social; o
- personas que poseen acciones o ADS en conexión con una actividad comercial realizada fuera de los Estados Unidos.

Si una entidad clasificada como sociedad de personas para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos es titular de acciones o tenedor de ADS, el tratamiento tributario federal que le corresponda a un socio dependerá generalmente de la calidad de dicho socio y de las actividades que realice la sociedad. Las sociedades tenedoras de acciones o ADS y los socios de ellas deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias que para los efectos del impuesto federal a la renta tiene la posesión y enajenación de las acciones o ADS.

Para los efectos de este análisis, un "Titular Estadounidense" es todo beneficiario efectivo de nuestras acciones o ADS que, para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos, es:

- un ciudadano o residente de los Estados Unidos; o
- una persona jurídica, u otra entidad afecta al impuesto corporativo, constituida u organizada con arreglo a las leyes de Estados Unidos o de cualquier subdivisión política del mismo; o
- un patrimonio sucesorio cuyos ingresos están afectos al impuesto federal a la renta de Estados Unidos cualquiera que sea su fuente; o
- un fideicomiso (trust) (i) que opta válidamente por ser tratado como persona estadounidense para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos; o bien (ii) si (A) un tribunal dentro de Estados Unidos puede ejercer supervisión primaria sobre su administración y (B) si una o más personas estadounidenses tienen la facultad de controlar todas las decisiones relevantes del mismo.

Para efectos del impuesto federal a la renta de EE.UU., se espera generalmente que un Titular Estadounidense de ADS será tratado como beneficiario efectivo de las acciones subyacentes representativas de los ADS. En el resto de este análisis suponemos que el Titular Estadounidense de nuestros ADS será tratado de esta forma para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos. En consecuencia, los depósitos o retiros de acciones en relación con los ADS no estarán, en general, afectos al impuesto federal a la renta de Estados Unidos.

El Departamento del Tesoro de los Estados Unidos ha expresado su preocupación en cuanto a que las partes a las que se entregan ADS antes de que los títulos que ellos representan sean entregados al depositario (pre-entrega) o a intermediarios en la cadena de propiedad entre los beneficiarios efectivos y el emisor de los títulos subyacentes de dichos ADS puedan estar adoptando acciones que son incompatibles con la solicitud de créditos fiscales extranjeros para beneficiarios efectivos de ADS. Estas acciones también serían incompatibles con la solicitud de una tasa impositiva menor, descrita más adelante, aplicable a los dividendos recibidos por ciertos beneficiarios efectivos no corporativos. Por consiguiente, el análisis de las posibilidades de aplicar impuestos chilenos como crédito fiscal y de disponer de una tasa impositiva menor respecto de dividendos recibidos por ciertos titulares no corporativos, ambas descritas a continuación, pueden verse afectadas por las acciones que adopten tales partes o intermediarios.

Este análisis supone que no seremos una empresa extranjera de inversión pasiva, como se describe a continuación. El análisis siguiente no aborda el efecto de las leyes sobre impuestos de sucesión o donación estadounidenses, estatales o locales, como tampoco

el de las leyes extranjeras o consideraciones fiscales que surgen de las normas de aplicación general a todos los contribuyentes para un Titular Estadounidense de acciones o ADS ni los efectos de la Ley de Reforma Tributaria de 2017 o cualquier futura directriz administrativa que interprete las disposiciones de las mismas.

Los Titulares Estadounidenses deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias tributarias particulares que para ellos conlleva poseer o enajenar acciones o ADS, incluyendo la aplicabilidad y efecto de normas tributarias estatales, locales, extranjeras y otras, como también la posibilidad de que las leyes tributarias sean modificadas, incluyendo los efectos de la Ley de Reforma Tributaria de 2017 o cualquier futura directriz administrativa que interprete las disposiciones de las mismas.

Tributación sobre los repartos

El siguiente análisis sobre dividendos en efectivo y otros repartos está sujeto al análisis que se entrega más adelante en el acápite "Normas aplicables a empresas extranjeras de inversión pasiva". Los repartos recibidos por un Titular Estadounidense de acciones o ADS, incluido el monto de los impuestos de retención chilenos, distintos a ciertos repartos a prorrata de acciones a todos los accionistas, constituirán ingresos de fuente extranjera en la medida en que hayan sido pagados de nuestros ingresos y utilidades actuales o acumulados (según lo determinado para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos). Debido a que no mantenemos cálculos de nuestros ingresos y utilidades con arreglo a los principios tributarios federales de los Estados Unidos, se espera que los repartos serán generalmente informados como dividendos a los Titulares Estadounidenses. El monto de un dividendo pagado en pesos chilenos que el Titular Estadounidense deberá incluir en sus ingresos será equivalente al valor en dólares estadounidense del monto distribuido en pesos chilenos, calculado según el tipo de cambio vigente en la fecha de recepción del pago, independientemente de si el pago es de hecho convertido a dólares en la fecha de recepción. Si el dividendo es convertido a dólares en la fecha de su recepción, el Titular Estadounidense normalmente no tendrá que reconocer una ganancia o pérdida por conversión de divisas en sus ingresos por dividendos. El Titular Estadounidense podría tener una pérdida o una ganancia por concepto de conversión de divisas si el monto del dividendo es convertido a dólares en una fecha posterior a la de su recepción, la cual correspondería a una renta o pérdida ordinaria y sería tratada como renta proveniente de fuentes estadounidenses para efectos del crédito fiscal extranjero. Los dividendos serán incluidos en la renta del Titular Estadounidense en la fecha en la que el Titular Estadounidense, o en el caso de los ADS, el depositario, reciba el dividendo. Los Titulares Estadounidenses corporativos no tendrán derecho a solicitar la deducción por dividendos recibidos en relación con los dividendos pagados por nosotros.

Con sujeción a ciertas excepciones para posiciones de corto plazo y cubiertas, el análisis anterior relativo a las preocupaciones expresadas por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos y el análisis siguiente relativo a las normas que pretende promulgar el Departamento del Tesoro, el monto en dólares de los dividendos recibidos por un Titular Estadounidense no corporativo en relación con acciones o ADS generalmente estará afecto a impuestos a tasas preferenciales si los dividendos son "dividendos calificados". Los dividendos pagados por los ADS generalmente serán tratados como dividendos calificados si (i) los ADS son fácilmente transables en un mercado de valores establecido de Estados Unido; (ii) no éramos, durante el año anterior al año en el que se pagaron los dividendos, y no somos, en el año en el que se pagan los dividendos, una sociedad extranjera de inversión pasiva (SEIP); y (iii) el titular de los mismos ha cumplido con ciertos requisitos en cuanto al período de retención. Los ADS se transan en la Bolsa de Valores de Nueva York y generalmente calificarán como fácilmente transables en un mercado de valores establecido de los Estados Unidos mientras sigan transándose en la misma. No esperamos ser tratados como una SEIP respecto de nuestro ejercicio fiscal 2017 para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos. Además, basados en nuestras actuales expectativas respecto del valor y naturaleza de nuestros activos, en las fuentes y naturaleza de nuestros ingresos, y en los datos de los mercados y accionistas relevantes, no esperamos ser considerados como una SEIP respecto de nuestro ejercicio fiscal 2018. Sin embargo, debido a que la condición de SEIP depende de la composición de los ingresos y activos de una empresa y del valor de mercado que tengan los activos cada cierto tiempo, y debido a que no está claro si ciertos tipos de nuestros ingresos constituyen ingresos pasivos para efectos de las SEIP, no podemos garantizar que no seremos considerados como una SEIP en el ejercicio fiscal actual, en uno previo o en uno futuro.

Sobre la base de las pautas actuales, no queda completamente claro si los dividendos recibidos por las acciones serán tratados como dividendos calificados, por cuanto las acciones no se transan en sí mismas en las bolsas de valores estadounidenses. Asimismo, el Departamento del Tesoro de Estados Unidos ha anunciado su intención de promulgar normas conforme a las cuales los titulares de ADS e intermediarios a través de los cuales son mantenidos dichos títulos podrán usar las certificaciones de los emisores para establecer que los dividendos sean tratados como dividendos calificados. Debido a que dichos procedimientos no han sido aún emitidos, no queda claro si podremos cumplir con los mismos. **Se insta a los Titulares Estadounidenses a consultar con sus asesores tributarios para determinar si la tasa favorable será aplicable a los dividendos que reciban y si les son aplicables normas especiales que limitan su posibilidad de ser gravados con esta tasa favorable.**

El monto de un dividendo generalmente será tratado como un ingreso por dividendo de fuente extranjera del Titular Estadounidense para los efectos del crédito fiscal extranjero. Tal como se analiza en mayor detalle más adelante en el acápite "— Créditos fiscales extranjeros", no existe una certeza en cuanto a si los impuestos de retención gravados sobre los repartos relacionados con las acciones o ADS serán tratados como impuestos a la renta calificados para un crédito fiscal extranjero para los efectos del impuesto federal a la

renta de Estados Unidos. Si un impuesto de retención chileno es tratado como un impuesto a la renta extranjero calificado, con sujeción a las limitaciones aplicables, usted podría solicitar un crédito contra sus obligaciones relacionadas con el impuesto federal a la renta de Estados Unidos por lo impuestos chilenos retenidos calificados, con motivo de los repartos relacionados con las acciones o ADS. Si los dividendos fuesen gravados como ingresos por dividendos calificados (conforme a lo analizado precedentemente), serán aplicables normas especiales para la determinación del monto del dividendo tomado en cuenta para calcular el límite del crédito fiscal extranjero. **Las normas relativas a los créditos fiscales extranjeros son complejas. Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus propios asesores tributarios sobre el tratamiento del impuesto de retención chileno gravado sobre los repartos relacionados con las acciones o ADS.**

Venta u otras formas de enajenación de las acciones o ADS

Si para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos el beneficiario efectivo es un Titular Estadounidense, la ganancia o pérdida que el beneficiario efectivo realice en la venta u otra forma de enajenación de las acciones o ADS será una ganancia o pérdida de capital, y será una ganancia o pérdida de capital de largo plazo si el beneficiario efectivo ha estado en posesión de las acciones o ADS por un período superior a un año. El monto de dicha ganancia o pérdida del beneficiario efectivo será equivalente a la diferencia entre la base impositiva del beneficiario efectivo de las acciones o ADS enajenadas y el monto realizado con motivo de las enajenación, en cada caso determinada en dólares estadounidenses, Dicha ganancia o pérdida generalmente será una ganancia o pérdida proveniente de fuentes estadounidenses para los efectos del crédito fiscal extranjero. Además, existen ciertas limitaciones respecto de la deducción de las pérdidas de capital por parte de los contribuyentes corporativos e individuales.

En determinadas circunstancias, se podrían gravar impuestos chilenos sobre la venta de acciones (pero no sobre la venta de ADS). Véase el "Ítem 10. Información adicional — E. Tributación — Consideraciones tributarias chilenas — Tributación sobre acciones y ADS". Si se gravase un impuesto chileno sobre dicha enajenación, el beneficiario efectivo que sea un Titular Estadounidense podrá solicitar un crédito contra sus obligaciones de pago del impuesto federal a la renta de Estados Unidos por concepto de los impuestos de retención chilenos gravados sobre la venta o enajenación de las acciones o ADS, conforme a lo analizado en el acápite "—Créditos fiscales extranjeros", a continuación.

Créditos fiscales extranjeros

Con sujeción a las limitaciones aplicables, las cuales pueden variar dependiendo de las circunstancias del Titular Estadounidense, y con sujeción al análisis precedente relativo a las preocupaciones expresadas por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, usted podrá solicitar un crédito contra sus obligaciones tributarias estadounidenses por los impuestos a la renta chilenos (o impuestos gravados en lugar del impuesto a la renta) gravados en conexión con los repartos y productos de la venta u otro tipo de enajenación de nuestras acciones o ADS. El impuesto de retención chileno gravado sobre los dividendos generalmente es considerado como un impuesto a la renta calificado para el crédito fiscal extranjero. El impuesto chileno sobre las ganancias de capital probablemente será tratado como un impuesto a la renta (o un impuesto gravado en lugar del impuesto a la renta) y, por lo tanto, calificaría para el crédito fiscal extranjero; sin embargo, usted generalmente puede solicitar el crédito fiscal extranjero sólo después de considerar cualquier oportunidad disponible para reducir el impuesto chileno sobre las ganancias de capital, como la reducción del crédito por el impuesto a la renta de primera categoría chileno considerado para el cálculo del impuesto de retención chileno. Si un impuesto chileno gravado sobre la venta o enajenación de nuestras acciones o ADS no fuese tratado como un impuesto a la renta y el Titular Estadounidense no recibiese ingresos importantes de fuentes extranjeras, dicho Titular Estadounidense no podría solicitar el crédito fiscal extranjero por los impuestos de retención chilenos contra sus obligaciones relacionadas con el impuesto federal a la renta de Estados Unidos. Si un impuesto chileno no fuese tratado como un impuesto a la renta (o un impuesto gravado en lugar del impuesto a la renta) para efectos de impuesto federal a la renta de Estados Unidos, el Titular Estadounidense no podría solicitar el crédito fiscal extranjero por los impuestos chilenos retenidos; sin embargo, el Titular Estadounidense podría deducir dicho impuesto al calcular su obligación de pago del impuesto federal a la renta de Estados Unidos, con sujeción a las limitaciones aplicables. Además, en vez de solicitar un crédito, el Titular Estadounidense podría, a su elección, deducir dichos impuestos chilenos al calcular su renta imponible, con sujeción a las limitaciones generalmente aplicables de conformidad con la legislación estadounidense. La opción de deducir los impuestos extranjeros en lugar de solicitar un crédito fiscal extranjero es aplicable a todos los impuestos pagados o devengados durante el ejercicio fiscal en países extranjeros y posesiones de los Estados Unidos. El cálculo de los créditos fiscales extranjeros y, en el caso de un Titular Estadounidense que opta por deducir los impuestos a la renta extranjeros, la disponibilidad de deducciones, involucra la aplicación de normas complejas que dependen de sus circunstancias particulares. **Se recomienda a los Titulares Estadounidenses consultar con sus propios asesores tributarios sobre la disponibilidad de créditos fiscales extranjeros para sus circunstancias particulares.**

Normas aplicables a sociedades extranjeras de inversión pasiva

No fuimos considerados como una "sociedad extranjera de inversión pasiva" (SEIP) para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos en el año fiscal 2017 y creemos que no seremos considerados como tal en el futuro inmediato. Sin embargo, debido a que la condición de SEIP depende de la composición de los ingresos y activos de una sociedad, como también del valor de mercado

periódico de sus activos, y puesto que no es claro si ciertos tipos de ingresos constituyen ingresos pasivos para los efectos de las SEIP, no podemos dar garantías de que no seremos considerados como una SEIP en el ejercicio fiscal actual o en uno previo o en uno futuro. Si llegásemos a ser una SEIP en un año fiscal durante el cual un beneficiario efectivo poseía acciones o ADS, podrían aplicarse ciertas consecuencias negativas al Titular Estadounidense, incluyendo la aplicación de impuestos más altos que los que de otra forma se aplicarían, como también exigencias de declaración de impuestos adicionales. Además, si fuésemos tratados como una SEIP en un ejercicio fiscal durante el cual pagásemos dividendos, o en un ejercicio fiscal anterior, no serían aplicables las tasas favorables sobre dividendos analizadas precedentemente en relación con los dividendos pagados a ciertos Titulares Estadounidenses que no son personas jurídicas (véase más arriba el acápite "—Tributación sobre los repartos"). Los Titulares Estadounidenses deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias que para ellos tendría nuestra calidad de SEIP, como también la disponibilidad y conveniencia de adoptar cualquier elección que pudiera mitigar las consecuencias negativas asociadas con la calidad de SEIP.

Normas aplicables a empresas extranjeras controladas

Una sociedad anónima extranjera será tratada como "empresa extranjera controlada" (EEC) para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos si, en cualquier día del ejercicio fiscal de dicha empresa extranjera, más de un 50% de las participaciones en ella, medido con referencia al poder de voto combinado o al valor del patrimonio de la empresa, es de propiedad de Accionistas Estadounidense, ya sea directamente o por aplicación de las reglas de atribución y propiedad constructiva de las Secciones 958(a) de 958(b) del Código. Para estos efectos, el término "Accionista Estadounidense" significa toda persona estadounidense que posee directamente, o por aplicación de las reglas de atribución y propiedad constructiva de las Secciones 958(a) y 958(b) del Código, un 10% o más del poder de voto combinado de todas las clases de acciones de dicha empresa o un 10% o más del valor combinado de todas las clases de acciones de ella. Si una empresa extranjera es una EEC en cualquier momento durante un ejercicio fiscal, cada Accionista Estadounidense de la empresa que posea, directa o indirectamente, acciones de la misma el último día del ejercicio fiscal en el que es una EEC deberá, para fines del impuesto federal a la renta de Estados Unidos, incluir en sus ingresos brutos su participación proporcional en los "ingresos de la Subparte F" de ese ejercicio fiscal de la EEC, incluso si los ingresos de la Subparte F no se reparten. Los ingresos de la Subparte F generalmente incluyen los ingresos pasivos, pero también ciertas ventas entre partes relacionadas y los ingresos provenientes de fabricación y servicios. Respecto de los ejercicios fiscales que comiencen después del 31 de diciembre de 2017, la Ley de Reforma Tributaria de 2017 también exige que dichos Accionistas Estadounidenses incluyan en sus ingreso brutos para los efectos del impuesto federal a la renta estadounidense su participación proporcional en ciertos ingresos globales provenientes de valores intangibles de baja tributación (GILTI, por sus siglas en inglés). El cálculo de los GILTI es complejo e involucra cálculos relativos a otras empresas extranjeras controladas en las cuales un Titular Estadounidense es un Accionistas Estadounidense. Adicionalmente, ciertas modificaciones en las reglas de propiedad constructiva de las EEC, contempladas en la Sección 958(b) del Código e introducidas por la Ley de Reforma Tributaria de 2017, podrían causar que una o más de nuestras subsidiarias no estadounidenses sean tratadas como EEC, podrían también tener un efecto sobre nuestra condición de EEC y podrían afectar a los titulares de nuestras acciones o ADS que son Accionistas Estadounidenses. **Los Titulares Estadounidenses que pudiesen, directa, indirecta o constructivamente adquirir un 10% o más de nuestras acciones (en términos de derechos a voto o de valor) y, por lo tanto, ser Accionistas Estadounidenses, deberían considerar la posible aplicación de las normas relativas a las EEC, y se les insta a consultar con sus asesores tributarios esta materia.**

Información requerida en relación con activos financieros extranjeros

Ciertos Titulares Estadounidenses deben proporcionar información relacionada con una participación accionaria en acciones o ADS nuestros, con sujeción a ciertas excepciones (incluida una excepción por las acciones o ADS nuestros que se encuentran en cuentas mantenidas por ciertas instituciones financieras), adjuntando debidamente llenado un Formulario 8938 del IRS, Declaración sobre los activos financieros especificados, a su declaración de impuestos correspondiente a cada año durante el cual poseen una participación accionaria en acciones o ADS nuestros. Se recomienda a los Titulares Estadounidenses consultar con sus propios asesores tributarios estadounidenses sobre los requisitos de presentación de información relacionada con la titularidad de nuestras acciones o ADS.

Presentación de información y retenciones adicionales

Los pagos de dividendos e ingresos procedentes de ventas que se realizan dentro de Estados Unidos o a través de ciertos intermediarios financieros estadounidenses están generalmente sujetos a la presentación de información y retenciones adicionales, salvo que:

(i) el Titular Estadounidense sea un destinatario exento o (ii), en el caso de retenciones adicionales, el beneficiario efectivo proporcione un número de identificación tributaria correcto y certifique que el Titular Estadounidense no está afecto a retenciones adicionales.

Se permitirá que el monto de toda retención adicional sobre un pago efectuado al beneficiario efectivo se use como crédito contra su obligación tributaria federal estadounidense y puede darle derecho a una devolución, siempre y cuando la información exigida sea entregada oportunamente al Servicio de Impuestos Internos de Estados Unidos (IRS, por sus siglas en inglés).

Aportes a Medicare

La legislación promulgada en el año 2010 contempla en general la aplicación de un impuesto del 3,8% sobre los "ingresos netos procedentes de inversiones" de ciertas personas, fideicomisos y patrimonios sucesorios. Entre otros conceptos, los ingresos netos procedentes de inversiones incluyen los ingresos brutos derivados de dividendos y las ganancias netas atribuibles a la enajenación de ciertos bienes muebles, tales como acciones o ADS, menos ciertas deducciones. Un Titular Estadounidense debe consultar con su asesor tributario la posible aplicación de esta legislación a las circunstancias particulares del beneficiario efectivo.

Los Titulares Estadounidenses deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias que para ellos conlleva recibir, poseer o enajenar acciones o ADS.

F. Dividendos y agentes pagadores

No es aplicable.

G. Declaraciones de expertos

No es aplicable.

H. Exhibición de documentos

Tenemos la obligación de presentar la información que exige la Ley de Bolsas, con la excepción de que en nuestra calidad de emisor extranjero no estamos sujetos a las reglas de la SEC sobre poderes de representación (salvo las reglas antifraude generales) ni a las reglas contempladas en la Ley de Bolsas relativas a la información de ganancias obtenidas en transacciones de compraventa de acciones realizadas por ciertos altos personeros que cuentan con acceso a información privilegiada. En conformidad con estas obligaciones legales, presentamos o entregamos informes y otra información a la SEC. Los informes y otra información presentados o entregados a la SEC pueden ser examinados y copiados en la sección de consultas públicas de la SEC, ubicada en la Sala 1024, 100 F Street, N.E., Washington D.C. 20549. También pueden consultarse copias de dicho material en las oficinas de la Bolsa de Valores de Nueva York, situadas en 11 Wall Street, Nueva York, Nueva York 10005, bolsa en la cual se transan nuestros ADS. Adicionalmente, la SEC posee un sitio web que contiene información presentada en formato electrónico, a la que se puede acceder en www.sec.gov.

I. Información subsidiaria

No es aplicable.

Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa acerca de los riesgos de mercado

Estamos expuestos a riesgos derivados de las fluctuaciones de los precios de los commodities, de las tasas de interés y de los tipos de cambio que afectan los negocios de generación, transmisión y distribución en los países en los que operamos. Nuestro Directorio aprueba políticas de gestión de riesgos en todos los niveles.

Riesgo asociado a los precios de los commodity

En nuestro segmento de generación y transmisión de electricidad, estamos expuestos a riesgos de mercado derivados de la volatilidad de los precios de la electricidad, del gas natural, del diésel y del carbón. Procuramos asegurar nuestro suministro de combustibles mediante la suscripción de contratos de largo plazo con nuestros proveedores, por períodos que se espera coincidan con la vida de nuestros activos de generación. Estos contratos contienen generalmente disposiciones que nos permiten adquirir gas natural con una fórmula de precios que combina el gas natural Henry Hub y el petróleo diésel Brent a los precios de mercado imperantes a la fecha de la adquisición. Al 31 de diciembre de 2017, no manteníamos contratos clasificados como instrumentos financieros derivados o instrumentos financieros respecto del gas natural.

En nuestras centrales termoeléctricas, que usan carbón y diésel, el despacho o mecanismo de licitación permite que estas centrales cubran sus costos operativos. No obstante, en ciertas circunstancias, las fluctuaciones de los precios de los combustibles podrían afectar los costos marginales. Cuando es posible, traspasamos las variaciones de los precios de los commodities a los precios de venta contractuales en función de fórmulas de indexación. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no manteníamos contratos clasificados como instrumentos financieros derivados o como instrumentos financieros relacionados con el carbón o con combustibles líquidos derivados del petróleo.

Asimismo, a través de políticas de mitigación de riesgos comerciales y una matriz diversificada de centrales hidro y termoeléctricas, procuramos proteger naturalmente nuestros ingresos operativos contra la volatilidad de los precios de la electricidad. Durante el año 2017, Emgesa ingresó en el mercado de derivados de energía para mitigar la volatilidad de los precios *spot*. Al 31 de diciembre de 2017, manteníamos contratos clasificados como instrumentos financieros derivados relacionados con futuros de energía (5,4 GWh de compras de energía a futuro para el período de enero a marzo de 2018). Estas compras apoyan un contrato de compraventa de energía en el mercado regulado. Durante el año 2017 liquidamos ventas de energía a futuro de 24 GWh y compras de energía a futuro de 77 GWh.

Analizamos continuamente estrategias para cubrir el riesgo asociado al precio de los commodities, tales como traspaso de las variaciones de precios de los commodities a los precios contractuales de los clientes y/o ajustes permanentes de las fórmulas de indexación de precios incorporadas en nuevos Contratos de Adquisición de Energía, según nuestra exposición, y/o análisis de diversas formas de mitigación de riesgos mediante seguros hidrológicos en años secos. En el futuro podríamos usar instrumentos sensibles a los precios.

Riesgos asociados a tasas de interés y monedas extranjeras

A continuación se detallan los valores libro según vencimiento y el correspondiente valor justo de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2017. Los valores no incluyen derivados.

	Fecha de vencimiento proyectada							
Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**Con posterioridad**	**Total**	**Valor justo[2]**
	(en miles de millones de US$) [1]							
Tasa fija								
Ch$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa de interés promedio ponderada	—	—	—	—	—	—	—	—
US$	**71**	**295**	**214**	**100**	**6**	**636**	**1.323**	—
Tasa de interés promedio ponderada	3,4%	3,3%	4,1%	3,7%	2,1%	4,1%	3,8%	—
Otras monedas[3]	**82**	**236**	**121**	**292**	**238**	**308**	**1.277**	**3.662**
Tasa de interés promedio ponderada	6,1%	7,3%	7,4%	7,7%	7,1%	6,4%	7,1%	—
Total tasas fija	**153**	**531**	**336**	**392**	**244**	**944**	**2.600**	**3.662**
Tasa de interés promedio ponderada	4,9%	5,1%	5,3%	6,7%	7,0%	4,8%	5,4%	—
Tasa variable								
Ch$/UF	**6**	**7**	**7**	**8**	**4**	—	**32**	—
Tasa de interés promedio ponderada	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	—
US$	**46**	**76**	**60**	**—**	**—**	**1**	**184**	—
Tasa de interés promedio ponderada	4,0%	3,5%	3,3%	—	—	2,5%	3,5%	
Otras monedas[3]	**395**	**368**	**376**	**244**	**219**	**560**	**2.161**	**3.237**
Tasa de interés promedio ponderada	10,4%	9,6%	7,9%	9,0%	8,1%	8,7%	9,0%	—
Total tasa variable	**448**	**450**	**443**	**251**	**223**	**561**	**2.376**	**3.237**
Tasa de interés promedio ponderada	9,7%	8,5%	7,2%	9,0%	8,2%	8,7%	8,5%	—
Total	**600**	**982**	**779**	**643**	**467**	**1506**	**4.977**	**6.899**

(1) Calculado en base al tipo de cambio de la divisa respectiva frente al dólar estadounidense vigente el 31 de diciembre de 2017.

(2) Al 31 de diciembre de 2017, el valor justo se calculó en función del valor descontado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes que reflejan los diversos riesgos involucrados.

(3) "Otras monedas" incluye el real brasileño, el peso colombiano, el peso argentino y en nuevo sol peruano.

Al 31 de diciembre de 2016, los valores libro según el vencimiento y el correspondiente valor justo de nuestra deuda financiera eran los siguientes. Los valores no incluyen los derivados.

	Fecha de vencimiento proyectada

Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	2017	2018	2019	2020	2021	Con posterioridad	Total	Valor justo[2]
				(en miles de millones de US$) [1]				
Tasa fija								
Ch$/UF	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
Tasa de interés promedio ponderada	—	—	—	—	—	—	—	—
US$	**28**	**29**	**26**	**40**	**11**	**641**	**776**	**796**
Tasa de interés promedio ponderada	2,7%	5,1%	5,5%	5,1%	3,1%	4,1%	4,2%	—
Otras monedas[3]	**114**	**71**	**175**	**114**	**285**	**330**	**1.090**	**1.209**
Tasa de interés promedio ponderada	6,9%	6,1%	7,5%	7,4%	9,7%	6,7%	7,7%	—
Total tasas fija	**142**	**101**	**201**	**154**	**296**	**972**	**1.866**	**2.005**
Tasa de interés promedio ponderada	6,1%	5,8%	7,3%	6,8%	9,4%	5,0%	6,2%	—
Tasa variable								
Ch$/UF	**5**	**6**	**6**	**6**	**7**	**4**	**34**	**39**
Tasa de interés promedio ponderada	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	—
US$	**48**	**64**	**76**	**—**	**—**	**1**	**189**	**189**
Tasa de interés promedio ponderada	2,1%	3,1%	2,9%	—	—	1,9%	2,7%	—
Otras monedas[3]	**476**	**424**	**384**	**138**	**134**	**611**	**2.165**	**2.372**
Tasa de interés promedio ponderada	12,5%	12,4%	12,1%	11,3%	11,8%	11,5%	12,0%	—
Total tasa variable	**529**	**493**	**466**	**144**	**141**	**615**	**2.388**	**2.600**
Tasa de interés promedio ponderada	11,5%	11,1%	10,5%	11,2%	11,7%	11,5%	11,2%	—
Total	**671**	**594**	**667**	**298**	**436**	**1.587**	**4.254**	**4.605**

(1) Calculado en base al tipo de cambio de la divisa respectiva frente al dólar estadounidense vigente el 31 de diciembre de 2017.

(2) Al 31 de diciembre de 2016, el valor justo se calculó en función del valor descontado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes que reflejan los diversos riesgos involucrados.

(3) "Otras monedas" incluye el real brasileño, el peso colombiano, el peso argentino y en nuevo sol peruano.

Riesgo asociado a las tasas de interés

Nuestra política apunta a minimizar el costo promedio de la deuda y reducir la volatilidad de nuestros resultados financieros. Dependiendo de nuestras estimaciones y estructura de deuda, en ocasiones gestionamos el riesgo asociado a las tasas de interés a través del uso de derivados de tasa de interés.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, un 46% y un 44%, respectivamente, de nuestra deuda insoluta total estaba denominada en términos fijos y un 54% y un 56%, respectivamente, correspondía a deuda con interés variable. Debido a la exposición al riesgo asociado a tasas de interés variables, contratamos instrumentos derivados de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2017, los valores libro según el vencimiento y el correspondiente valor justo de los instrumentos de cobertura del riesgo asociado a tasas de interés de nuestra deuda financiera eran los siguientes:

	Fecha de vencimiento proyectada							
Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	2018	2019	2020	2021	2022	Con posterioridad	Total	Valor justo[1]
				(en miles de millones de US$)				
Tasas variables a fijas	153	531	336	392	244	944	2.600	3.662
Tasas fijas a variables	448	450	443	251	223	561	2.376	3.237
Total	**601**	**981**	**779**	**643**	**467**	**1.505**	**4.976**	**6.899**

(1) Los valores justos se calcularon en función del valor descontado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos involucrados.

Al 31 de diciembre de 2016, los valores libro según el vencimiento y el correspondiente valor justo de los instrumentos de cobertura del riesgo asociado a tasas de interés de nuestra deuda financiera eran los siguientes:

	Fecha de vencimiento proyectada

Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	2017	2018	2019	2020	2021	Con posterioridad	Total	Valor justo[1]
	(en miles de millones de US$)[1]							
Tasas variables a fijas	34	—	—	—	—	—	34	—
Tasas fijas a variables	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	**34**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**34**	**—**

(1) Los valores justos se calcularon en función del valor descontado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos involucrados.

Riesgo asociado a monedas extranjeras

Nuestra política procura mantener un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos de caja y la moneda en la que está denominada la deuda de capital de cada empresa. La mayor parte de nuestras filiales tiene acceso a financiamiento denominado en la misma moneda en la que están denominados sus ingresos, reduciendo de esta manera el impacto de la volatilidad de los tipos de cambio. En algunos casos, no podemos aprovechar esto completamente y, en consecuencia, intentamos gestionar la exposición mediante derivados financieros tales como *swaps* de divisas cruzadas y *forwards* de divisas, entre otros. No obstante, debido a condiciones de mercado, no siempre es posible suscribir estos contratos en términos razonables. Este es el caso de Costanera de Argentina, cuyos ingresos están asociados al peso argentino y una parte importante de su deuda está denominada en dólares estadounidenses, sin posibilidad de cubrir esta deuda conforme a términos de mercado razonables. La deuda de Costanera denominada en dólares estadounidenses ascendía a US$ 52 millones al 31 de diciembre de 2017.

A continuación se muestran los valores libro para efectos de contabilidad financiera y el correspondiente valor justo de los instrumentos que proporcionan cobertura contra los riesgos cambiarios a nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2017:

	Fecha de vencimiento proyectada							
Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	2018	2019	2020	2021	2022	Con posterioridad	Total	Valor justo[1]
	(en miles de millones de US$)							
UF a US$	—	—	—	—	—	—	—	—
US$ a Ch$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
US$ a R$	101	778	224	—	—	—	1.102	—
US$ a otras monedas[2]	—	—	—	76	—	—	76	—
Otras monedas a US$	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	**101**	**778**	**224**	**76**	**—**	**—**	**1.178**	**—**

(1) Los valores justos se calcularon en función del valor descontado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos involucrados.
(2) "Otras monedas" incluye el real brasileño, el peso colombiano, el peso argentino y en nuevo sol peruano.

A continuación se muestran los valores libro para efectos de contabilidad financiera y el correspondiente valor justo de los instrumentos que proporcionan cobertura contra los riesgos cambiarios a nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2016:

	Fecha de vencimiento proyectada							
Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	2017	2018	2019	2020	2021	Con posterioridad	Total	Valor justo[1]
	(en miles de millones de US$)[1]							
UF a US$	—	—	—	—	—	—	—	—
US$ a Ch$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
Ch$ a US$	—	46	85	—	—	—	131	(20)
US$ a otras monedas[2]	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras monedas a US$	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	**—**	**46**	**85**	**—**	**—**	**—**	**131**	**(20)**

(1) Los valores justos se calcularon en función del valor descontado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos involucrados.
(2) "Otras monedas" incluye el real brasileño, el peso colombiano, el peso argentino y en nuevo sol peruano.

Para obtener mayor información, véase la Nota 20 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

A contar del 1º de enero de 2017, nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense. Para mayor información sobre el cambio de moneda funcional, véanse el "Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados operacionales — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía — e. Políticas contables fundamentales — Cambio de la moneda funcional y de información para efectos de información financiera" y el "Ítem 3. Información esencial — D. Factores de riesgo".

(d) Safe Harbor

La información entregada en este "Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa acerca de riesgos de mercado" contiene información que puede constituir proyecciones a futuro. Véase en el acápite "Proyecciones futuras", en la Introducción de este informe, las disposiciones de *safe harbor*.

Ítem 12. Descripción de valores distintos a acciones

A. Títulos de deuda

No es aplicable.

B. Certificados de opciones y derechos

No es aplicable.

C. Otros valores

No es aplicable.

D. Títulos de depósito americanos (ADS)

Honorarios del Depositario y cargos relacionados

El depositario de nuestro programa de ADS es Citibank, N.A. El Depositario cobra ciertos cargos por la entrega y canje de los ADS directamente a los inversionistas que depositan las acciones o canjean los ADS para los efectos de retiros, o a los intermediarios que actúan por ellos. Los cargos pagaderos al Depositario por repartos en efectivo se deducen del efectivo que es repartido. En el caso de repartos que no son en efectivo, el Depositario facturará a los correspondientes titulares de ADS registrados a esa fecha. El Depositario

puede generalmente rehusarse a prestar los servicios requeridos hasta que dichos cargos por servicio sean pagados. Conforme a los términos del Contrato de Depósito, un titular de ADS puede tener que pagar los siguientes cargos por servicio al Depositario:

Cargo por servicio	Cargo
(1) Emisión de ADS al momento de depósito de las acciones (excluidas las emisiones resultantes de los repartos descritos en el párrafo (4) siguiente.	Hasta US$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) emitidos.
(2) Entrega de los valores depositados contra entrega de los ADS.	Hasta US$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) entregados.
(3) Reparto de dividendos en efectivo u otros repartos en efectivo (por ej. venta de derechos y otros títulos afines).	Hasta US$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(4) Reparto de ADS con arreglo a (i) dividendos pagados con acciones adicionales u otros repartos de acciones gratuitos, o (ii) ejercicio de derechos de compra de ADS adicionales.	Hasta US$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(5) Reparto de valores distintos a ADS o derechos de compra de ADS adicionales (por ej., escisión de acciones).	Hasta US$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(6) Servicios de depósito	Hasta US$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.

El Depositario cobra ciertos cargos por la entrega y canje de ADS directamente a los inversionistas que depositan las acciones o canjean los ADS para efectos de retiro, o a los intermediarios que actúan por ellos. Los cargos pagaderos al Depositario por repartos en efectivo se deducen del efectivo que es repartido. En el caso de repartos que no son en efectivo, el Depositario facturará a los correspondientes titulares de ADS. El Depositario puede, en general, negarse a prestar los servicios solicitados mientras no se efectúe el pago por dichos servicios.

Pagos del Depositario en el ejercicio 2017

El Depositario ha acordado reembolsar ciertos gastos incurridos por nosotros en conexión con nuestro programa de ADS. En el año 2017, el Depositario reembolsó gastos asociados mayoritariamente con actividades de relaciones con los inversionistas, por un monto total de US$ 2 millones (después de la deducción de los impuestos estadounidenses correspondientes).

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades

Ninguno.

Ítem 14. Modificaciones esenciales a los derechos de los titulares de valores y uso de los ingresos

Ninguna.

Ítem 15. Controles y procedimientos

a) Controles y procedimientos de divulgación

Realizamos una evaluación bajo la supervisión y con la participación de nuestra administración superior, incluyendo al gerente general y al gerente de Administración, Finanzas y Control, sobre la eficacia del diseño y operación de nuestros "controles y procedimientos de divulgación" (a tenor de las Reglas 13a-15(e) y 15(d) -15(e) de la Ley de Bolsas) respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

Existen limitaciones inherentes a la eficacia de cualquier sistema de controles y procedimientos de divulgación, incluyendo la posibilidad de error humano y la elusión o invalidación de los controles y procedimientos. En consecuencia, nuestros controles y procedimientos de divulgación están diseñados para proporcionar garantías razonables en cuanto al logro de sus objetivos.

De acuerdo con nuestra evaluación, el gerente general y el gerente de Administración, Finanzas y Control concluyeron que los controles y procedimientos de divulgación eran eficaces para proporcionar garantías razonables en cuanto a que la información que estamos obligados a divulgar en los informes que presentamos y entregamos con arreglo a la Ley de Bolsas es consignada, procesada, resumida e informada dentro de los plazos exigidos por las reglas y formularios pertinentes, y que es recabada y comunicada a nuestra administración, incluyendo al gerente general y gerente de Administración, Finanzas y Control, según corresponda, para permitir la adopción oportuna de decisiones en lo que respecta a las divulgaciones exigidas.

Nuestros controles y procedimientos de divulgación están diseñados para proporcionar garantías razonables en cuanto al logro de sus objetivos, y nuestro principal funcionario ejecutivo y principal funcionario financiero han concluido que nuestros controles y procedimientos de divulgación son eficaces a ese nivel de seguridad razonable.

(b) Memoria anual de la administración relativa al control interno sobre los informes financieros

De acuerdo con las exigencias contempladas en la Sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, nuestra administración es responsable de establecer y mantener un "control interno apropiado sobre los informes financieros" (a tenor de la Regla 13a - 15(f) de la Ley de Bolsas). Nuestro control interno sobre la información financiera está diseñado para proporcionar garantías razonables en cuanto a la veracidad y exactitud de la información financiera, y a la preparación de los estados financieros para propósitos externos en conformidad con las NIIF, dictadas por el IASB.

Durante el primer semestre del año 2017, Enel Distribución Goiás pasó a ser parte de nuestras filiales consolidadas a contar del 14 de febrero de 2017 con motivo de su adquisición. Enel Distribución Goiás representa un 15,0% del total de nuestros activos consolidados y un 14,6% del total de nuestros ingresos consolidados, tal como se informa en nuestros estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

Debido a sus limitaciones inherentes, el control interno sobre la información financiera no necesariamente puede evitar o detectar inexactitudes. Sólo puede proporcionar garantías razonables en cuanto a la preparación y presentación de los estados financieros. Además, las proyecciones de cualquier evaluación de eficacia para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles lleguen a ser inadecuados a raíz de cambios en las condiciones o porque el grado de cumplimiento de las políticas o procedimientos puede reducirse con el paso del tiempo.

La administración evaluó la eficacia de sus controles internos sobre la información financiera respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. La evaluación se basó en criterios establecidos en el documento titulado "Control Interno – Marco Integrado" del Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (marco COSO 2013). La administración ha excluido del ámbito de su evaluación de control interno sobre la información financiera las operaciones y activos relacionados de Enel Distribución Goiás, conforme a la directriz aplicable de la SEC estadounidense, debido a que la empresa constituía un 15,0% del total de nuestros activos consolidados y un 14,6% del total de nuestros ingresos consolidados conforme a lo informado en nuestros estados financieros

consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. De acuerdo con esta evaluación, nuestra administración ha concluido que al 31 de diciembre de 2017 nuestro control interno sobre la información financiera era eficaz.

(c) Certificación de la firma auditora externa

Nuestra firma de auditoría independiente ha auditado la eficacia de nuestros controles internos sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2017. Su certificación aparece en la página F-5.

(d) Cambios en el control interno sobre la información financiera

Durante el primer semestre del año 2017, Enel Distribución Goiás pasó a ser parte de nuestras filiales consolidadas a contar del 14 de febrero de 2017 con motivo de su adquisición. Enel Distribución Goiás representa un 15,0% del total de nuestros activos consolidados y un 14,6% del total de nuestros ingresos consolidados, tal como se informa en nuestros estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

Enel Distribución Goiás será incluida en el ámbito de nuestro modelo de control interno para efectos de la información financiera correspondiente al ejercicio 2018 y sus procesos y controles serán incluidos y certificados en el año 2018.

No se han identificado cambios en nuestro control interno sobre la información financiera en lo que respecta a la evaluación exigida por las Reglas 13a - 15(d) o 15d - 15(d) de la Ley de Bolsas que se hayan producido durante el año 2017 y que hayan afectado esencialmente, o que pudieran razonablemente afectar esencialmente, nuestro control interno sobre el modelo de información financiera.

Ítem 16. Reservado

Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría

Al 31 de diciembre de 2017, el experto financiero del Comité de Directores (que ejerce las funciones de un Comité de Auditoría) era el Sr. Hernán Somerville, por decisión del Directorio. El Sr. Somerville es un integrante independiente del Comité de Directores, en conformidad con las exigencias contempladas tanto en la ley chilena como en las reglas de gobierno corporativo de la NYSE.

Ítem 16B. Código Ético

Nuestras normas éticas de conducta se rigen por las siguientes siete reglas o políticas corporativas: el Estatuto del Directivo, el Código de Conducta del Empleado, el Código Ético, el Plan de Tolerancia Cero contra la Corrupción (el Plan TCC), la Política de Derechos Humanos, el Manual para la Gestión de Información de Interés para el Mercado (el Manual) y la Política de Diversidad.

El Estatuto del Directivo fue adoptado por el Directorio en mayo de 2003 y se aplica a todos los ejecutivos relacionados contractualmente con nosotros o con aquellas de nuestras filiales en las cuales somos accionistas mayoritarios, incluyendo al gerente general, al gerente de Administración, Finanzas y Control y a otros funcionarios sénior de la Compañía. El objetivo de este conjunto de reglas es establecer estándares para la gobernanza de los actos de nuestra administración, la conducta de la administración con respecto a los principios que rigen sus actos, y las limitaciones e incompatibilidades involucradas, todas las anteriores dentro del contexto de nuestra visión, misión y valores. Asimismo, el Código de Conducta del Empleado explica nuestros principios y valores éticos, establece las reglas que rigen nuestro contacto con clientes y proveedores, y establece los principios por los que deben regirse los empleados, incluyendo su conducta ética, profesionalismo y confidencialidad. Ambos documentos imponen también limitaciones sobre actividades que nuestros ejecutivos y otros empleados podrían realizar fuera del ámbito de su relación laboral con nosotros.

El Manual, adoptado por nuestro Directorio en mayo de 2008 y modificado en febrero de 2010, aborda las siguientes materias: normas aplicables y períodos de restricción relativos a la información en lo que respecta a transacciones de nuestros títulos o los de nuestras filiales realizadas por los directores, la administración, los ejecutivos principales, los empleados y otras partes relacionadas; la existencia de mecanismos para la divulgación continua de información que es de interés para el mercado; y mecanismos que ofrecen protección para la información confidencial.

Además de las reglas de gobierno corporativo descritas anteriormente, nuestro Directorio adoptó el Código Ético y el Plan TCC en su sesión realizada el 24 de junio de 2010. El Código Ético se basa en principios generales tales como la imparcialidad, la honestidad, la integridad y otros valores de similar importancia, que se traducen en criterios conductuales detallados. El Plan TCC refuerza los principios incluidos en el Código Ético, pero con un énfasis especial en evitar la corrupción en la forma de sobornos, trato preferente y otras materias similares.

El 30 de octubre de 2013, el Directorio aprobó la Política de Derechos Humanos, la que incorpora y adapta a la realidad corporativa los principios generales de derechos humanos defendidos por la Organización de las Naciones Unidas.

El Directorio aprobó la Política de Diversidad el 23 de marzo de 2016. Ella define los principios clave requeridos para propagar una cultura que se enfoque en la diversidad, y se basa en el respeto y promoción de los principios de prevención de la discriminación arbitraria y fomento de la igualdad de oportunidades y la inclusión, los que son valores fundamentales en el desarrollo de nuestras actividades. En este sentido, pretendemos mejorar el ambiente laboral y hacer posible una mejor calidad de vida en el trabajo. Nos hemos comprometido a crear un ambiente laboral inclusivo, en el que los trabajadores puedan desarrollar su potencial y maximizar su contribución.

En nuestra página web www.enelamericas.cl se halla disponible una copia de estos documentos, los que también pueden ser proporcionados a solicitud de los interesados, de manera gratuita. Para solicitarlos sírvase escribirnos o llamarnos telefónicamente a:

Enel Américas S.A.
Departamento de Relaciones con los Inversionistas
Santa Rosa 76, Piso 15
Santiago, Chile
(56-2) 2353-4682

Durante el ejercicio 2017, en su sesión celebrada el 19 de enero de 2017, nuestro Directorio aprobó una modificación al Código Ético y al Plan TCC, con el objeto de eliminar la referencia a la Ley Nº 19.885 en conexión con las donaciones de carácter político, prohibiéndolas en todas las circunstancias. Salvo la anterior, no se han efectuado otras modificaciones a las disposiciones contenidas en los documentos descritos en los párrafos anteriores. En el ejercicio 2017, al gerente general, al gerente de Administración, Finanzas y Control y a otros altos funcionarios ejecutivos no se les otorgó ninguna exención, explícita o implícita, que los dispense del cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Estatuto del Directivo, Código de Conducta del Empleado, Código Ético, Plan TCC o el Manual.

Ítem 16C. Honorarios y servicios de los auditores principales

La siguiente tabla contiene información acerca de los honorarios totales por servicios aprobados facturados por nuestra firma de auditoría independiente externa, como también los de otras firmas miembros y sus respectivas filiales, por tipo de servicio y por los períodos indicados.

Servicios prestados	2017	2016
	(en miles de US$)	
Honorarios de auditoría	3.097	2.670
Honorarios relacionados con las auditorías [(1)(2)]	830	5.839
Impuestos[(3)]	—	30
Todos los demás honorarios[(4)]	54	—
Total	3.981	8.538

(1) Se relaciona con los servicios de auditoría recurrentes ascendentes a MUS$ 424 más los servicios aprobados por nuestro Comité de Directores ascendentes a MUS$ 406.

(2) Los honorarios relacionados con las auditorías incluyen los servicios de auditoría prestados en el año 2016 en relación con la reorganización del año 2016 ascendentes a MUS$ 4.565. Además, los honorarios relacionados con servicios de auditoría prestados en el año 2016 incluyen los servicios de auditoría relacionados con los Bonos Yankee emitidos por nosotros, por un total de MUS$ 498, los servicios de la auditoría especial efectuada en relación con la emisión de instrumentos de deuda en Colombia ascendente a MUS$ 216 y los servicios relacionados con la verificación de informe de sostenibilidad de Colombia ascendentes a MUS$ 79.

(3) Este monto corresponde a la asesoría tributaria solicitada con el objeto de obtener el crédito fiscal SUDENE (un beneficio promocionado por la Superintendencia de Desarrollo del Noreste de Brasil) para Enel Distribución Ceará.

(4) Esto corresponde a los servicios de auditoría relacionados con la fusión corporativa de Enel Perú.

Todos los honorarios informados como parte de los honorarios relacionados con las auditorías y todos los demás honorarios fueron preaprobados conforme a las políticas y procedimientos de preaprobación del Comité de Directores.

Los montos incluidos en la tabla precedente y las notas al pie relacionadas han sido clasificadas de conformidad con las pautas de la SEC estadounidense.

Políticas y procedimientos de aprobación previa del Comité de Directores

Nuestros auditores externos son designados por nuestros accionistas en la JOA. Igualmente, los accionistas de nuestras filiales designan a sus propios auditores externos conforme a la legislación y normativa aplicables en cada uno de los respectivos países.

El Comité de Directores (que ejerce las funciones de un Comité de Auditoría) revisa ofertas de contratación con los auditores externos, asegura el control de calidad con respecto a los servicios prestados, revisa y controla problemáticas de independencia y otras materias relacionadas.

El Comité de Directores cuenta con una política de aprobación previa respecto de la contratación de nuestros auditores externos, o afiliadas del auditor externo, para la prestación de servicios profesionales. Los servicios profesionales que dicha política abarca incluyen servicios de auditoría y otros tipos de servicios prestados a nosotros.

Los honorarios que deben pagarse en conexión con los servicios de auditoría recurrentes son preaprobados como parte de nuestro presupuesto anual. Los honorarios que deben pagarse por servicios de auditoría no recurrentes se presentan, una vez que han sido analizados por el gerente de Administración, Finanzas y Control, ante el Comité de Directores para su aprobación o rechazo.

La política de aprobación previa establecida por el Comité de Directores respecto de honorarios correspondientes a servicios que no son de auditoría y honorarios correspondientes a servicios relacionados a auditorías es la siguiente:

- La unidad de negocio que ha solicitado el servicio y la firma de auditoría que se espera preste el servicio deben solicitar que el gerente de Administración, Finanzas y Control revise la naturaleza del servicio que vaya a ser prestado.
- Luego, el gerente de Administración, Finanzas y Control analiza la solicitud y exige que la firma de auditoría seleccionada emita un certificado firmado por el socio responsable de la auditoría de nuestros estados financieros consolidados en el que confirme la independencia de la firma seleccionada.
- Finalmente, se presenta la propuesta ante el Comité de Directores para su aprobación o rechazo.

El Comité de Directores ha designado, aprobado e implementado los procedimientos necesarios para cumplir las nuevas exigencias descritas en el documento número 34-53677, Expediente Nº PCAOB-2006-01 (Preaprobación del Comité de Auditoría de Ciertos Servicios Tributarios) de la SEC.

Ítem 16D. Exenciones a las normas de transacciones del Comité de Auditoría

No es aplicable.

Ítem 16E. Adquisiciones de acciones de capital por parte del emisor y compradores afiliados

Ninguna.

Ítem 16F. Cambios en el auditor certificador del Registrante

Ninguno.

Ítem 16G. Gobierno corporativo

Véase en el "Ítem 6. Directores, administración superior y empleados — C. Prácticas del Directorio" el resumen de las diferencias más importantes entre nuestras prácticas de gobierno corporativa y aquellas que son aplicables a emisores nacionales en conformidad con las reglas de gobernanza corporativa de la NYSE.

Ítem 16H. Información de seguridad minera

No es aplicable.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No es aplicable.

Ítem 18. Estados financieros

ENEL AMÉRICAS S.A. y filiales

Índice de los estados financieros consolidados

Informes de las firmas de auditoría independientes:

Informe de EY Audit SpA — Enel Américas S.A. al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ..... F-1
Informe de EY Audit SpA — Enel Américas S.A. — Control Interno sobre Información Financiera 2017 ..... F-3
Informe de KPMG Auditores Consultores Ltda. – Enel Generación Chile S.A. 2015 ..... F-5

Estados financieros consolidados:

Estados de situación financiera consolidada al 31 de diciembre de 2017 y 2016 ..... F-6
Estados de ingresos integrales consolidados respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ..... F-8
Estados consolidados de cambios patrimoniales respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ..... F-10
Estados de flujos de caja directos consolidados respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ..... F-12
Notas a los estados financieros consolidados F-13

Ch$	pesos chilenos
US$	dólares estadounidenses
UF	La UF es una unidad monetaria chilena indexada a la inflación y denominada en pesos cuyo valor se fija diariamente por anticipado sobre la base de la tasa de inflación registrada el mes anterior.
MCh$	Miles de pesos chilenos
MUS$	Miles de dólares estadounidenses
AR$	Pesos argentinos
CP$	Pesos colombianos
R$	Reales brasileños
Ps$	Soles peruanos

Ítem 19. Anexos

Anexo	Descripción
1.1	Estatutos of Enel Américas S.A., y sus modificaciones (*)
8.1	Lista de las principales filiales al 31 de diciembre de 2017
12.1	Certificación del gerente general en conformidad con la Sección 302 de la Ley Sarbanes-Oxley
12.2	Certificación del gerente de Administración, Finanzas y Control en conformidad con la Sección 302 de la Ley Sarbanes-Oxley
13.1	Certificación del gerente general y gerente de Administración, Finanzas y Control en conformidad con la Sección 906 de la Ley Sarbanes-Oxley
23.1	Consentimiento de EY Audit SpA., una firma auditora independiente registrada (Enel Américas S.A.)
23.2	Consentimiento de KPMG Auditores Consultores Ltda., una firma auditora independiente registrada (Enel Generación Chile S.A.).

(*) Incorporada por referencia al Formulario 20-F de Enel Américas correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

Proporcionaremos a la Securities and Exchange Commission, previa solicitud, copias de cualesquiera instrumentos no registrados ante ella en los que se definan los derechos de las partes interesadas de Enel Américas.

FIRMAS

Mediante la presente, el Registrante certifica que cumple con todas las exigencias para presentar el Formulario 20-F y que ha instruido y autorizado debidamente al suscrito para firmar este informe anual en su nombre.

ENEL AMÉRICAS S.A.

Por: /s/ Luca D'Agnese
Nombre: Luca D'Agnese
Cargo: Gerente general

Fecha: 27 de abril de 2018