ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Por el período comprendido entre la fecha de su creación (1 de marzo de 2016) y 30 de septiembre de 2016

CHILECTRA AMERICAS S.A. Y FILIAL

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 2 secciones:

- **Estados Financieros Consolidados Intermedios**
- **Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios**

CHILECTRA AMÉRICAS S.A. Y FILIAL

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de Septiembre y 01 de Marzo de 2016
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	75.340	11.658.770
Otros activos financieros corrientes	6	47.251	31.692
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		15.869	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	7.1	31.174.040	7.753.639
Activos por impuestos corrientes	8	3.765.419	431.530
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**35.077.919**	**19.875.631**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	7.1	4.015.008	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	9	499.388.055	448.507.805
Activos por impuestos diferidos	10	2.640.654	41.504
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**506.043.717**	**448.549.309**
TOTAL DE ACTIVOS		**541.121.636**	**468.424.940**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	11	379.007	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	14	1.357.391	8
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7.1	119.333.582	220.647
Otras provisiones corrientes	15	3.595	3.595
Pasivos por impuestos corrientes	8	66.313	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**121.139.888**	**224.250**
TOTAL PASIVOS		**121.139.888**	**224.250**
PATRIMONIO			
Capital emitido	16.1	137.790.702	137.790.702
Ganancias acumuladas		415.324.502	522.950.351
Prima de emisión		212.082	212.082
Otras reservas	16.5	(133.345.538)	(192.752.445)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**419.981.748**	**468.200.690**
PATRIMONIO TOTAL		**419.981.748**	**468.200.690**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		**541.121.636**	**468.424.940**

CHILECTRA AMÉRICAS S.A. Y FILIAL

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por el periodo de siete y tres meses terminados al 30 de Septiembre de 2016
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	Siete meses terminados al 30-09-2016 M$	Tres meses terminados al 30-09-2016 M$
Otros gastos por naturaleza	17	(1.405.477)	(674.335)
Resultado de Explotación		**(1.405.477)**	**(674.335)**
Otras ganancias (pérdidas)		-	-
Ingresos financieros	18	631.058	384.293
Costos financieros	18	(190.539)	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	9	6.556.723	948.695
Diferencias de cambio	18	979.053	(84.822)
Resultado por unidades de reajuste	18	7	4
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**6.570.825**	**573.835**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	19	5.866.157	4.721.756
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**12.436.982**	**5.295.591**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		**12.436.982**	**5.295.591**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		12.436.982	5.295.591
GANANCIA (PÉRDIDA)		**12.436.982**	**5.295.591**
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	10,81	4,60
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas	$ / acción	-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	10,81	4,60
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	1.150.742,15	1.150.742,15

CHILECTRA AMÉRICAS S.A. Y FILIAL

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por el periodo de siete y tres meses terminados al 30 de Septiembre de 2016
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	Siete meses terminados al 30-09-2016 M$	Tres meses terminados al 30-09-2016 M$
Ganancia (Pérdida)		**12.436.982**	**5.295.591**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	16.5	60.207.681	(5.732.308)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	16.5	(800.774)	(71.748)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		**59.406.907**	**(5.804.056)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**59.406.907**	**(5.804.056)**
Total Otro resultado integral		**59.406.907**	**(5.804.056)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**71.843.889**	**(508.465)**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		71.843.889	(508.465)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**71.843.889**	**(508.465)**

CHILECTRA AMERICAS S.A. Y FILIAL

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por el período de siete meses terminados al 30 de Septiembre de 2016

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/03/2016	**137.790.702**	**212.082**	**(138.400.089)**	-	-	**(54.352.356)**	**(192.752.445)**	**522.950.351**	**468.200.690**	-	**468.200.690**
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								12.436.982	12.436.982	-	12.436.982
Otro resultado integral			60.207.681	-	-	(800.774)	59.406.907		59.406.907	-	59.406.907
Resultado integral									71.843.889	-	71.843.889
Dividendos								(120.062.831)	(120.062.831)	-	(120.062.831)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	60.207.681	-	-	(800.774)	59.406.907	(107.625.849)	(48.218.942)	-	(48.218.942)
Saldo Final al 30/09/2016	**137.790.702**	**212.082**	**(78.192.408)**	-	-	**(55.153.130)**	**(133.345.538)**	**415.324.502**	**419.981.748**	-	**419.981.748**

CHILECTRA AMÉRICAS S.A. Y FILIAL

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por el periodo de siete meses terminados al 30 de Septiembre de 2016
(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	Siete meses terminados al 30-09-2016
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(621.025)
Otros pagos por actividades de operación		(331.626)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(8)
Otras entradas (salidas) de efectivo		1.007
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**(951.652)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Préstamos a entidades relacionadas		(38.800.143)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(96.426)
Cobros a entidades relacionadas		15.834.621
Dividendos recibidos		12.130.808
Intereses recibidos		397.818
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(10.533.322)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Préstamos de entidades relacionadas		169.872
Pagos de préstamos de entidades relacionadas		(169.872)
Dividendos pagados		(62.830)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(62.830)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(11.547.804)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(35.626)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(11.583.430)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5	11.658.770
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	**75.340**

CHILECTRA AMERICAS S.A. Y FILIAL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016

Índice **páginas**

1. ANTECEDENTES DE CHILECTRA AMÉRICAS S.A. 9
1.1 Actividad del grupo 10
2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 11
2.1 Principios contables 11
2.2 Nuevos pronunciamientos contables 12
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 14
2.4 Sociedades Filiales 14
2.5 Entidades Asociadas 15
2.6 Principios de Consolidación y combinación de negocios 15
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 17
a) Instrumentos financieros 17
a.1) Activos financieros no derivados 17
a.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 18
a.3) Deterioro de valor de los activos financieros 18
a.4) Pasivos financieros excepto derivados 18
a.5) Derivados y operaciones de cobertura 18
a.6) Baja de activos y pasivos financieros 19
a.7) Compensación de activos y pasivos financieros 19
a.8) Contratos de garantías financieras 20
b) Medición del valor razonable 20
c) Inversiones contabilizadas por el método de participación 21
d) Deterioro del valor de los activos no financieros 21
e) Plusvalía 22
f) Provisiones 22
g) Conversión de saldos en moneda extranjera 22
h) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 23
i) Impuesto a las ganancias 23
j) Reconocimiento de ingresos y gastos 24
k) Ganancia (pérdida) por acción 25
l) Dividendos 25
m) Estado de flujos de efectivo 25
4. REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO 26
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 42
6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 42
7. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 43
7.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 43
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 43
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 43
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado 43
7.2 Directorio y Gerencia del Grupo 44
7.3 Retribución al Directorio y Gerencia del Grupo 44
8. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES 45
9. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION 46

10. IMPUESTOS DIFERIDOS 48
11. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 49
12. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 49
12.1 Riesgo de tasa de interés 50
12.2 Riesgo de tipo de cambio 50
12.3 Riesgo de liquidez 50
12.4 Riesgo de crédito 50
12.5 Medición del riesgo 50
13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 51
13.1 Instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría 51
13.2 Instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría 51
13.3 Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados 51
13.4 Jerarquía de valor razonable 52
14. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES 52
15. PROVISIONES 52
16. PATRIMONIO 53
16.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora 53
16.2 Dividendos 53
16.3 Reserva por diferencias de conversión 53
16.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales 53
16.5 Otras Reservas 53
17. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 54
18. RESULTADO FINANCIERO 55
19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS 56
20. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 57
21. OTROS COMPROMISOS 57
22. SANCIONES 62
23. MEDIOAMBIENTE 64
24. ESTADOS FINANCIEROS DE LA PRINCIPAL FILIAL 65
25. HECHOS POSTERIORES 65
ANEXO N° 1 ENTIDAD QUE COMPONE EL GRUPO CONSOLIDADO CHILECTRA AMERICAS 66
ANEXO N° 2 SOCIEDADES ASOCIADAS 67

1. ANTECEDENTES DE CHILECTRA AMÉRICAS S.A.

Con fecha 28 de abril de 2015, Chilectra S.A.(actualmente Enel Distribución Chile S.A.) informó a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (en adelante "SVS") mediante un hecho esencial que su directorio resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria ("reorganización") tendiente a la separación de las actividades de distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo sería la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel S.p.A..

Con fecha 27 de julio de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre el Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, Chilectra mediante un hecho esencial informó a la misma SVS que su directorio había resuelto, por la unanimidad de sus miembros, que de aprobarse el llevar a cabo la separación de las actividades de distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile, tal reorganización se llevaría a cabo a través de los siguiente pasos:

- Dividir Chilectra, mediante la creación de una nueva sociedad denominada Chilectra Américas S.A.. La sociedad continuadora de la división, Chilectra conservaría la totalidad del negocio que actualmente desarrolla en Chile. Es decir, se asignaría la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas correspondientes, que la sociedad escindida tenía en Chile. Por su parte, a la sociedad que nace de la división, es decir, Chilectra Américas, se le asignaría el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú). La nueva sociedad Chilectra Américas cotizará en los mercados bursátiles donde actualmente lo hace Chilectra.
- Con posterioridad a la materialización de la división referida precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de Enersis S.A. (actualmente Enersis Américas S.A.) con sus filiales Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A.. El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión, ésta es, Enersis S.A., desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.), sociedad surgida de la división de Enersis S.A., desarrollaría el negocio en Chile en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus filiales Chilectra y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.). Esta reestructuración, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Chilectra en dos sociedades, surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Chilectra Américas, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados que Chilectra tenía en el exterior, e incorporándose a Chilectra Américas la totalidad de los accionistas de Chilectra en la misma proporción que les corresponde en el capital de ésta por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Chilectra la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile, incluyendo la parte del patrimonio conformada por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas en Chile no asignados expresamente a Chilectra Américas en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó disminuir el capital Chilectra en la cantidad de $137.790.701.668, el cual fue asignado en su totalidad a Chilectra Américas. También se aprobó la distribución del patrimonio social entre Chilectra y Chilectra Américas, asignándose a Chilectra Américas los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida Junta.

Asimismo, se aprobó el texto de los estatutos sociales de Chilectra Américas, los que son similares a los actuales estatutos de Chilectra, con la sola excepción del nombre, objeto, capital, número de directores, así como otras demás modificaciones necesarias para efectos de adecuar los estatutos a la legislación vigente. Chilectra Américas está sujeta a las normas que rigen a las sociedades anónimas abiertas, quedando sometida a la fiscalización de la SVS, debiendo inscribirse a Chilectra Américas y sus acciones en el Registro de Valores de la SVS y en una o más Bolsas de Valores autorizadas en Chile.

En cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra celebrada el 18 de diciembre de 2015 anteriormente mencionada, el Directorio de Chilectra tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Chilectra y que ha dispuesto el otorgamiento de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada "Escritura de

Cumplimiento de Condición de División de Chilectra". En consecuencia y de conformidad a lo aprobado en la mencionada Junta, la división de Chilectra se hizo efectiva a contar del 01 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Chilectra Américas comenzó su existencia. Las acciones en que se divide el capital social de Chilectra Américas se distribuyeron liberadas de todo pago a los accionistas de Chilectra con derecho a recibirlas el 21 de abril de 2016.

El 6 de mayo de 2016, Chilectra Américas informó a la SVS mediante un hecho esencial que la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada en la misma fecha, acordó dar inicio formal al proceso de fusión, mediante el cual la actual Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones. La fusión está sujeta al cumplimiento de condiciones suspensivas y otros acuerdos adoptados por la Junta y, de ser aprobada por ésta podría materializarse durante el segundo semestre del año en curso.

Con fecha 28 de septiembre de 2016, la junta de Chilectra Américas S.A. resolvió aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la operación con partes relacionadas consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Chilectra Américas S.A. en Enersis Américas S.A., en virtud de la cual Enersis Américas como entidad absorbente, incorporaría a Chilectra Américas S.A., la que se disolvería sin necesidad de liquidación, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. En la misma junta, los accionistas de Chilectra Américas aprobaron una relación de canje de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones (ver Nota 25).

La preparación de estos estados financieros consolidados de Chilectra Américas no incluye ninguno de los efectos que eventualmente podrían originarse como resultado de la potencial fusión antes mencionada.

1.1 Actividad del grupo

Chilectra Américas S.A. (en adelante, la "Sociedad Matriz", la "Sociedad" o la "Compañía"), su entidad filial Chilectra Inversud S.A. y sus inversiones en asociadas, integran el Grupo Chilectra Américas (en adelante "Chilectra Américas" o "el Grupo").

Chilectra Américas es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, piso 8, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), desde el 13 de abril de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile y en la Bolsa de Valores de Valparaíso desde el 21 de abril de 2016.

Chilectra Américas es una filial de Enersis Américas, compañía que a su vez es filial de Enel Iberoamérica S.R.L., una entidad controlada por Enel S.p.A. (en adelante "Enel").

Chilectra Américas tiene como objeto la realización de toda clase de inversiones en el extranjero, incluyendo la formación y participación en otras personas jurídicas y sociedades que tengan por objeto la prestación de cualesquiera servicios de distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase.

Adicionalmente, también tiene por objeto constituir, modificar, disolver, liquidar o invertir en sociedades en el extranjero, cuyo giro esté relacionado con la energía o combustibles, en cualquiera de sus formas o naturaleza, o con el suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía o el combustible. Para tal efecto, podrá invertir en el extranjero en toda clase de instrumentos financieros, títulos de crédito y valores mobiliarios negociables. Lo anterior es sin perjuicio de las inversiones con el propósito de maximizar el rendimiento de sus excedentes de caja, que Chilectra Américas efectúe en Chile o en el extranjero en los referidos instrumentos, títulos o valores.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Chilectra Américas al 30 de septiembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 3 de noviembre de 2016, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 "*Información financiera intermedia*".

Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Chilectra Américas y su filial al 30 de septiembre de 2016 y 01 de marzo de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el periodo de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Nota 3).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y su filial. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional y de presentación del Grupo. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.g.

Tal como se describe en Nota 1, Chilectra Américas es una sociedad de reciente creación y representa una continuación de un negocio ya existente, específicamente de las actividades fuera de Chile que anteriormente desarrollaba la sociedad relacionada Chilectra, y cuyas participaciones societarias y activos y pasivos asociados le fueron transferidos con fecha 01 de marzo de 2016. Al tratarse de una operación bajo control común, Chilectra Américas, ha considerado en sus balances de apertura los mismos saldos que anteriormente formaban parte de los estados financieros consolidados de Chilectra, en lo relativo a sus actividades fuera de Chile.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 01 de enero de 2017 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas El objetivo de las enmiendas a NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” es aclarar la contabilización de activos por impuestos diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de Enero de 2017.
Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar Las modificaciones a NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de Enero de 2017.
NIIF 9: Instrumentos Financieros Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y medición”. Este proyecto fue dividido en tres etapas: Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros. Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros. Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas. Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes Esta nueva norma emitida por el IASB, y sus enmiendas y aclaraciones posteriores, son aplicables a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a la NIC 11 “Contratos de Construcción” y NIC 18 “Ingresos de Actividades Ordinarias”, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) los efectos de las condiciones de irrevocabilidad de la concesión, y de las otras condiciones distintas a la irrevocabilidad, en la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo; ii) transacciones de pago basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.
NIIF 16: Arrendamientos Establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 “Arrendamientos”, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2019.
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto. El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.	Por determinar.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Chilectra Américas y filial.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Chilectra Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizadas por la Gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.b).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota 3.b).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.f).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.i).

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

2.4 Sociedades Filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Chilectra Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Chilectra Américas tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

La entidad filial se consolida por integración global, tal como se describe en la Nota 2.6.

En el Anexo N° 1 Entidades que componen el Grupo Consolidado Chilectra Américas a estos estados financieros consolidados, se describe la relación de Chilectra Américas con su entidad consolidada Chilectra Inversud S.A..

2.5 Entidades Asociadas

Son entidades asociadas aquellas entidades en las que Chilectra Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Chilectra Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.c.

En Anexo N°2 “Sociedades Asociadas” incluido en los presentes estados financieros consolidados, se describe la relación de Chilectra Américas con cada una de sus asociadas.

2.6 Principios de Consolidación y combinación de negocios

La sociedad filial se consolida, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de la sociedad filial, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de la sociedad filial se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable estos montos.

   Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

   Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

   En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de la sociedad filial se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones

no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

    a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

    b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

    c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

    d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 16.5).

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en la sociedad filial que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

    Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “Otras reservas”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los presentes estados financieros consolidados intermedios, han sido las siguientes:

a) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

a.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.c y 9) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

- **Préstamos y Cuentas por Cobrar:** las Cuentas comerciales por cobrar y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

  El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.

- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio.

Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera consolidado a su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en entidades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultado integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del ejercicio.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del ejercicio.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

a.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

a.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, el grupo tiene definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas.

- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original.

- Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.a.1.

a.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 13, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

a.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si su valor es negativo se registran en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las

NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- Coberturas de flujos de efectivo: Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

a.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.

- La Sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.a.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

a.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- Existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y

- Existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

a.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.f; y

- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos de la Nota 3.j.

b) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo “Bloomberg”).

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation

Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

c) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante de la participación fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada se incluye en el valor libros de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N°2 "Sociedades Asociadas" incluido en los presentes estados financieros consolidados, se describe la relación de Chilectra Américas con cada una de sus asociadas.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro “Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)” del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son revertidas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalía, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en periodos posteriores.

Durante el periodo de cuatro meses terminados al 30 de septiembre de 2016, no se han presentado indicios de deterioro en las inversiones del grupo.

e) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la filial. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.6.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.d).

f) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

g) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el

tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

h) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

i) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro “Gasto por impuestos a las ganancias”, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

j) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el periodo, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad,
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos en los que el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar, no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el ejercicio de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

k) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

Entre el 01 de marzo y el 30 de septiembre de 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

l) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Chilectra Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar Comerciales y Otras cuentas pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran reduciendo el patrimonio total en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

m) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo, utilizado las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

a. **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

b. **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

c. **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

d. **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

Aspectos Generales.

El marco regulatorio de los países en que nuestras inversiones en asociadas operan se detalla a continuación:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de 120 Ar$/MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de 10 dólares estadounidenses a 10 pesos por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución Nº95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Central Costanera, Hidroeléctrica El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que los Generadores puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Endesa Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Consolidados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y de las Unidades Turbovapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA-) de los ciclos Consolidados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N°529/14, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos Consolidados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21$Arg/MWh para los ciclos Consolidados y 24$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N°482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero según Resolución 529/14. Se incrementó en 28% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos Consolidados y grandes centrales hidráulicas y un 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron 23%, se exceptúa del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se establece un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó 26% para los térmicos y 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementan un 17% y se crea el mismo concepto para las centrales hidráulicas en 8 $/MWh. Finalmente, crea un nuevo cargo, de 15,8 $/MWh para centrales térmicas y 6,3 $/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual será de aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2015.

El 30 de marzo de 2016 la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores en forma retroactiva a febrero 2016. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos es para las unidades térmicas de 70% y para las centrales hidroeléctricas de 120%. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumentó en los generadores térmicos e hidroeléctricos es del 40%. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó un 60% y 25% para los térmicos e hidroeléctricos respectivamente, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones.

Como se enuncia en los considerandos, la norma resulta una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016 se sanciona la Resolución SEE N°21/16, la cual convoca a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos Verano 2016/17; Invierno 2017 y Verano 2017/18. Bajo la misma no podrán ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estén interconectadas al SADI; o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución.

El contrato será por entre 5 a 10 años con CAMMESA en representación de los agentes del MEM, con una remuneración por la potencia en US$/MW-mes, y por la energía eléctrica generada en US$/MWh con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y/o el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento.
La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW.

El orden de mérito de las ofertas será función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de junio se ha publicado en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas proponen entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; 10 (685 MW) plantean hacerlo en el primer trimestre de 2017 y cuatro más en el segundo trimestre del año próximo (229 MW). Además, unas 26 ofertas se comprometen a entrar en servicio en el último semestre de 2017, y otras cinco en 2018. Así mismo mediante Nota SEE 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en 7 ofertas a ser incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017.

Brasil

Las legislaciones de Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por ANEEL. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiaran los límites máximo (disminución de 823 para 388 R$/MWh) y mínimo (aumento de 16 para 30 R$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública n. 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública n.54/2014.

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

Anualmente, ANEEL ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2016 los máximo y mínimo de PLD están fijados en R$422,56/MWh y R$30,25/MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega hidro de Itaipú, la cual tendrá en 2016 una tarifa de 25,78 USD/kW.

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

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

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

En 2014, Brasil siguió con sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses atingirán un 1% debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro.

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

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

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

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

Desde Enero hasta el momento, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costes futuro de la generación.

En resumen, con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. O sea, los consumidores se den cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes. Es decir, el sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera roja se cambió para tener dos niveles: R $3,00 y R $4.50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R $2,50 a R $1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones).La evolución positiva de la temporada de lluvias de 2016, la cual vuelve a montar el depósito hidroeléctrica, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de banderas de tarifas en los últimos meses, así que en marzo/16 la bandera es de color amarillo y abr/ 16 es de color verde.

En 2015, debido los impactos incurridos por la sequía, tenía una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores. En búsqueda de una solución, ANEEL aprobó en noviembre de 2015 las condiciones para una “renegociación” del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente.

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

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3:
  - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio 200 R$/MWh;
  - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R$/MWh;
  - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R$/MWh.
  - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R$/MWh.

- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R$/MWh.

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

En 2016 hubo una subasta de A-5 con el siguiente resultado:

202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio 198,59 R$/MWh.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Creada por la Ley N°10.438/2002, la CDE es un fondo del gobierno que tiene como finalidad proporcionar el desarrollo de energía de fuentes alternativas, promueve la globalización del servicio de la energía y subsidia a los clientes residenciales de bajos ingresos. El recaudo hacia dicho fondo se hace a través de un cargo en la tarifa de los consumidores y generadores.

Prorrateo por temas judiciales

A finales de septiembre ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (los asociados de Abrace), ANEEL tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

CDE 2016

El 15 de Diciembre de 2015, ANEEL inició una audiencia pública para discutir, con los agentes y sociedad, el presupuesto económico del fondo CDE para el 2016.

La propuesta preliminar de ANEEL es reducir un 36% el presupuesto del cargo CCC debido a cortes por eficiencia, conllevando hacia un menor cargo en la tarifa final del consumidor.

El plazo para las contribuciones es hasta el 15 de enero de 2016.

Entre los factores que inciden en la disminución del presupuesto se encuentran la reducción de los costos de funcionamiento de la Cuenta de Consumo de Combustible (CCC) y los valores de los premios de compensación del año anterior que aún no han sido cancelados.

Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras

A partir de septiembre de 2012, las concesiones de distribución bajo el Artículo 22 de la Ley N°9.074/1995 podrán ser prorrogadas a criterio del Poder Concedente, por única vez, por un plazo máximo de 30 años, de forma a asegurar la continuidad, la eficiencia en la prestación del servicio, la modalidad tarifaria y el atendimiento a criterios de racionalidad operacional y económica.

La mantención de la concesión para dichas distribuidoras estará condicionada a la prestación de un servicio de calidad, bajo criterios referentes a la eficiencia operacional y a la gestión económica/financiera.

El 20 de octubre ANEEL, en ámbito de audiencia pública, aprueba el “borrador” de aditivo al Contrato de Concesión y recomienda al Ministerio de Minas y Energía la prórroga de las concesiones. El 28 de Diciembre, el gobierno amplía el plazo para firma del contrato de prórroga de las concesiones debido a la complejidad de evaluación por parte de los controladores actuales - aprobando solamente la de CELG.

Generación Distribuida

El 24 de Noviembre, ANEEL aprobó vía Audiencia Pública la normativa de Microgeneración y minigeneración distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente a la micro y mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se

permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidros y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

Bajo las nuevas reglas, que empezaron a contar el 01 de marzo de 2016, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando microgeneración distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y distribuido minigeneration con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW (siendo 3 MW para suministro de agua), conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo.

Cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese período, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. De acuerdo con la nueva normativa, el período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derribar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situada en otro lugar, siempre que el área de servicio de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

Otra de las novedades de la norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores.

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas a unirse en un consorcio o una cooperativa, instalan un minigeneration micro o distribuido y utilizan la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o miembros.

En cuanto a los procedimientos necesarios para conectar el micro o mini generador a la red de distribución, ANEEL estableció reglas que simplifican el proceso: se establecieron modelos de formularios para que los realice el consumidor para la solicitud de acceso y término, para que el distribuidor pueda conectar las plantas de 75 kW. (de 82 días, se redujo a 34 días). Además, a partir de enero de 2017, los consumidores podrán hacer la solicitud y realizar el seguimiento del progreso de su orden por el distribuidor a través de Internet.

Personal Compartido y contratos entre partes relacionadas

ANEEL aprobó, en 28/01/2016, nueva regla para compartir personal e infra estructura entre empresas del mismo grupo, como la regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas.
Nueva regla para compartir personal e infraestructura administrativas entre empresas del mismo grupo:

- Permite compartir personal e infra estructura administrativas entre empresas de distintas actividades (generación, distribución, transmisión, comercialización y holdings.
- Para contratación de personal debe ser comparada las modalidades de prestación de servicio y compartimiento de recursos humanos debiendo ser utilizada la opción más viable económicamente. Los contratos de prestación de servicio tienen plazo máximo de 5 años, pudiendo ser prorrogado mediante requerimiento y comprobación de ventajas económicas;
- Utiliza el Activo Inmovilizado Bruto (AIB) como criterio regulatorio para división de la totalidad de los costos de personal y servicios de terceros, como la infraestructura compartida entre las empresas participantes. La cuota compartida de costos de personal para las distribuidoras está limitada a 40% de sus costos totales con personal registrado en sus registros contables.
- Los contratos para compartir personal e infra estructura administrativas deben aplicar los principios de individualidad económica, financiera, administrativa y operacional de las empresas:
  - ✓ Los principios deben ser comprobados en la solicitud encargada a ANEEL;
  - ✓ Los contratos para compartir personal e infra estructura administrativas tienen plazo máximo de 5 años, pudiendo ser prorrogado mediante requerimiento y comprobación de ventajas económicas;
  - ✓ Los contratos deben contener cláusula de salida para que en una situación de intervención administrativa el interventor pueda mantener las condiciones del contrato por plazo no inferior a 1 año.
- La estructura a ser propuesta a ANEEL, para las empresas de distribución, debe considerar:
  - ✓ Los procesos de operación, ingeniería y defensor del pueblo(no se puede compartir);
  - ✓ Los procesos de compras, contabilidad, mercado, financiero, auditoria y otros (se puede compartir, a criterio de ANEEL, después del análisis de la solicitud de aprobación previa);

Nueva regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas

- Los contratos entre partes relacionadas, delegados por servicio público de generación, para compra y venta de energía en el ambiente libre (CCEAL), pasan al control a posteriori de ANEEL, no siendo necesario la anuencia previa, en las siguientes condiciones:

Recepta Operacional Neta anual- ROL	Límite anual desembolso del contrato
Mayor que 3,5 mil millones de reales	650 mil reales
Menor que 3,5 mil millones de reales y mayor que mil millones de reales	350 mil reales
Menor que mil millones de reales	150 mil reales

- Los contratos de préstamo entre partes relacionadas, es una condición de quien toma el préstamo, deben tener plazo máximo de 4 años.

Portaria 237

El 6 de junio de 2016, el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) firmó la Portaría 237 que permite a las distribuidoras de energía solicitar al ministerio que sus inversiones en sistemas de distribución en alta tensión y en subestaciones sean clasificadas como prioritarias. Esta clasificación permite el acceso a emisiones de “debentures de Infraestructura” que son bonos financieros con plazos más largos que los bonos regulares y que cuentan con beneficios tributarios para los acreedores. La extensión de este beneficio a las empresas distribuidoras de energía fue resultado de una acción de las Distribuidoras y de las Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía (“ABRADEE”) junto al Ministro de Minas y Energía (“MME”).

Medida Provisional N°735

La Medida Provisional Nº 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales
El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad (“CCEE”) reemplazará a Eletrobrás como el encargado de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión (“RGR”), Cuenta de Desarrollo Energético (“CDE”) y Cuenta de Consumo de Combustible (“CCC”), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.

A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4.53 para las cuotas de las regiones Sur, Sur Este y las cuotas de las regiones Norte y Nor Este).

A partir del 1 enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
Alta Tensión = 1/3 x costo de Baja Tensión
Media Tensión = 2/3 x coste de Baja Tensión

Entre el 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste anual gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

Itaipú es una planta hidroeléctrica binacional que se consolidó por el Tratado Internacional firmado entre Brasil y Paraguay el 26 de abril de 1973, con el objetivo de cumplir con el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná propiedad de los dos países, (desde e incluyendo el salto Grande de Siete caídas Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú).

La tasa de traspaso de energía de Itaipú es fijo en dólares por kilovatio de potencia contratada mensual. Las empresas distribuidoras deben pagar a Eletrobras mensualmente, en la cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, la cantidad que resulte de multiplicar la cuota mensual de la potencia contratada por la tasa de transferencia de energía de Itaipú, ambos aprobados por la ANEEL.

Nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú Binacional: A partir del 1 de enero de 2016 según el Art. N°6 de la medida Provisional N°735, será incluido en la tarifa el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

Para las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no serán renovadas, se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años.

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe deducirse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

Ley N°13.203: Ampliación de los beneficiarios del descuento en Tarifas de Uso del Sistema de Distribución ("TUSD") y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión ("TUST")

La ley N°13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, ha ampliado el alcance de los beneficiarios del descuento en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución y de Transmisión: así como también el tamaño de la generación y el destino de la energía cuando ésta se considera y es utilizada para la auto-producción:

Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50% que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:

Comercializados por las explotaciones; y dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.

Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser autoproducción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:

Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; ó Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que cambiará la Res. N°77/2004). A medida que estos descuentos dan como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas), implicaría un aumento en las tarifas de los consumidores de Ampla y Coelce, ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Colombia

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley N°142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley N°143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas

que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de Energía Firme, dentro del esquema de Cargo por Confiabilidad. La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

En octubre de 2016 se llevó a cabo el panel del Mercado de Energía Mayorista "*En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*" organizado por la CREG, donde expertos internacionales y nacionales discutieron temas como el ajuste al precio de escasez y el cargo por confiabilidad, el mercado organizado de contratos, el despacho vinculante, mercados intradiarios y la introducción de energías renovables no convencionales a la matriz energética. El objeto del evento era analizar las propuestas de la CREG sobre estos temas, con miras a cambios en el mercado dada la reciente experiencia del Fenómeno El Niño.

Perú

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N°28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, y el Decreto Legislativo 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

La Ley N°28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinergmin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

En cuanto al COES SINAC, éste organismo tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar la Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo. Está conformado por los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres (usuarios con demandas iguales o superiores a 10 MW), integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los generadores pueden vender su energía a: (i) Empresas Distribuidoras por medio de contratos licitados o contratos bilaterales regulados, (ii) Clientes libres y (iii) Mercado Spot donde se transan excedentes de energía entre compañías generadoras. Los generadores también obtienen un pago por la potencia firme que aportan al sistema y que cubre la demanda máxima más un margen de reserva, pago que es independiente de su despacho.

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado y al tener las centrales a gas natural la posibilidad de declarar precios de gas menores a sus costos reales. En relación al costo marginal idealizado, considera que no existen restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, además define un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y se mantendrá, al menos, hasta finales de 2016.

El Decreto Legislativo 1221, publicado el 24 de septiembre de 2015, modifica aspectos del marco vigente, entre los cuales se mencionan los siguientes:

- En las tarifas de distribución, el cálculo del VAD (Valor Agregado de Distribución) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.
- El Ministerio definirá una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) para cada Distribuidor, considerando preferentemente el ámbito de las Regiones donde opera (próximas a su zona de concesión). Las obras ejecutadas en las ZRT deberán ser aprobadas por el Distribuidor, y éste tendrá la prioridad para ejecutarlas o podrán serles transferidas posteriormente. Se reconocerá un VAD por inversión y costos reales auditados (con un tope máximo).
- Incorpora al VAD un cargo para la Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética en Distribución.
- Incorpora un factor de ajuste al VAD que promueve la calidad del servicio en Distribución.
- Establece la obligación de los Distribuidores de garantizar por 24 meses su demanda regulada.
- Obligación del Distribuidor de efectuar obras de electrificación de habilitaciones urbanas o efectuar la devolución de la contribución a partir de que se alcance un 40% de habitabilidad.
- En cuanto a las concesiones, limita a 30 años aquellas derivadas de licitaciones, necesidad de informe favorable de gestión de cuencas para la generación hidráulica, otorgamiento y caducidad por Resolución Ministerial.
- Establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración, que les permita inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

La publicación de las modificaciones a los reglamentos existentes y de los nuevos reglamentos derivados de este Decreto se viene efectuando durante el 2016, para su posterior implementación.

Energías renovables no convencionales

- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia,* en 2001 se expidió la Ley N°697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. Se promulgó la Ley N°1715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 del cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Asimismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW. Adicionalmente, la CREG expidió la resolución 11 de 2015 que promueve mecanismos de respuesta de la demanda. El Ministerio de minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. En 2016 la UPME expidió la resolución 45 de 2016, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de FNCE y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o IVA.
- Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, expidió la Resolución 1283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables – FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley 1715 de 2014. De igual manera, este Ministerio mediante la Resolución 1312 de 2016, adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental.
- *En Perú,* existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.
- *En Argentina,* el 21 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la nueva Ley N°27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N°26 190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación de en el año 2025

fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

El Decreto 531/16 publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta la Ley N°26.190 y su modificatoria 27.191 sobre energía renovable. Básicamente reglamenta ciertas formalidades a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería
- Se habilita a generadores / comercializadores a realizar contratos con la Demanda =>300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a Demanda <300 KW
- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER)
- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

El Ministerio / CAMMESA / Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del Fondo Fiduciario (FODER) y pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas del 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley N°27.191 y su Decreto Reglamentario 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1000 MW bajo el denominado “Programa Renovar-Ronda 1” divididos de la siguiente manera:

- Eólico: 600MW
- Solar: 300 MW
- Biomasa: 65 MW
- MiniHidro: 20 MW
- Biogas: 15 MW

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en USD/MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016 se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 USD/MWh y para la solar de 59 USD/MWh.

Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su

Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley Nº10.848/2004 y del Decreto Nº5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite >500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.
(2): En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Argentina

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013 se publicó la Resolución SE N°250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N°250/13 fue complementada y extendida por las notas Secretaria de Energía N°6852/2013, N°4012 N°486 y N°1136 hasta diciembre. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

En marzo del 2015 la Secretaria de Energía emitió la Resolución SE N°32/2015 en la cual se establece a partir del 1° de febrero de 2015 un NUEVO CUADRO TARIFARIO TEÓRICO sin traslado del mismo a las tarifas de los clientes. La diferencia entre el cuadro teórico y el aplicado a usuarios se constituye en un ingreso adicional provisorio de la distribuidora y, siendo ésta determinada por el ENRE, y CAMMESA la encargada de transferir dichos fondos. La resolución establece que los mismos son considerados a cuenta de la futura RTI. Instruyendo a su vez al ENRE a comenzar a efectuar las acciones previas para la realización de la misma.

De igual forma, y a partir de la misma fecha, la norma establece que los fondos originados en el PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora como reconocimiento de mayores costos. Adicionalmente mantiene la financiación de las inversiones a través del Cargo ENRE 347/12 y de presentamos enmarcados en la Resolución SE 10/.

En lo que se refiere a la situación anterior al 31 de enero 2015 la norma extendió la compensación MMC - PUREE a dicha fecha y permitiendo la cancelación efectiva entre el crédito de la distribuidora con la deuda por la Factura de Energía con CAMMESA. El saldo remanente se deberá cancelar mediante un plan de pago a definir. En cuanto a la definición de la deuda entre EDESUR y CAMMESA la Secretaría de Energía definió que se determinen usando la tasa activa del Banco de la Nación Argentina tanto para los créditos como las deudas de Edesur, y sin considerar los recargos de CAMMESA previstos en Los Procedimientos.

La norma requirió a la Compañía la presentación de un Plan de Inversiones para su aprobación y realización durante el año 2015. Así como, presentar el desistimiento de las acciones judicial que se hubieran iniciado y el Compromiso sobre el Uso de los ingresos adicionales recibidos (entre ellos el no pago de dividendos).

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

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

Adicionalmente, el ENRE informó a la Secretaria de Energía las variaciones correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) de los períodos nov14-abr15 (6,85%) y may15-oct15 (8,92%) en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución SE 32/15 con el fin de que dicha Secretaría proceda a actualizar los Ingresos Transitorios establecidos por el Artículo 5° de dicha resolución, en función de las variaciones producidas. Hecho que se produjo mediantes las notas SE 2097 y 2157. Por otra parte, a través de la nota SE 2158 se produjo el reconociendo de los mayores costos salariales correspondientes al año que fueron efectivizados al personal durante el año 2015 (pauta por productividad año).

En un cambio de paradigma, el día 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N°134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a que elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la resolución N°06 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano febrero 2016 - abril 2017 para el Mercado Eléctrico Mayorista, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de un recorte en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorre y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, la resolución N°07 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dirigida específicamente a las Distribuidoras EDESUR S.A. y EDENOR S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que en ejercicio de facultades que le son propias efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de las Distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente instruye dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma. Y a que se lleve a cabo

todos los actos que fueren necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Reflejando la intención de la nueva administración de volver a los fundamentos de la Ley N°24.065 y de normalización del sector, con fecha 29 de enero de 2016 el ENRE emitió las resoluciones N°01 y 02. La primera de ellas contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 01/2/2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte la segunda establece la finalización del FOCEDE el día 31/01/2012 y establece un nuevo régimen para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347/12 dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el BCRA.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril se dictan las resoluciones N°54 y 55 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD. La primera aprueba el Pliego de Bases y Condiciones Particulares para la contratación del Consultor para la RTI de EDESUR y EDENOR con fecha de adjudicación prevista 27 de mayo de 2015. Por su parte la segunda aprueba el cronograma y emite Lineamientos para la misma, indicando que ENRE definirá los Parámetros de Calidad y la Tasa. Y estableciendo que la primera presentación de los informes de las Distribuidoras deberá ser el 20 de julio de 2016 y la presentación final de los mismos el 1 de septiembre de 2016, encontrándose previsto emitir la resolución para llamado a Audiencia Pública el 5 de septiembre de 2016.

Con fecha 27 de abril la Secretaría de Energía Eléctrica publicó la Resolución SEE 0041/2016 por la cual aprueba la Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, con valores coincidentes a los establecidos en la resolución N° 06 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA el día 27 de enero de 2016.

Mediante la Resolución ENRE 0290/2016 de aplicación a Edenor S.A. y Edesur S.A., el ENRE resuelve instruir a las empresas distribuidoras a eliminar el recargo del seis por mil (6‰) establecido por el Artículo 1 de la Ley N°23.681, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del Decreto 695/2016 e instruir a efectuar las adecuaciones necesarias en sus sistemas de facturación, realizando los ajustes que correspondan (créditos), a fin de garantizar la correcta aplicación del mencionado Decreto.

Posteriormente el ENRE con fecha 7 de junio de 2016 publicó la Resolución ENRE 0321/2016 para Edenor S.A. y Edesur S.A., en la cual resuelve aprobar el Concurso Público de Etapa Múltiple Nacional 1/2016 tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las empresas distribuidoras.

Continuando con el proceso de renegociación tarifaria el día 8 de agosto el ENRE emitió la Resolución 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI. La misma recepciona muchos de los aportes y modificaciones solicitados por EDESUR al borrador que nos fuese informalmente acercado.

En forma similar, día 29 de agosto a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

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

Más allá del retraso en la comunicación de la información por parte del Regulador, EDESUR procedió a la presentación final del Segundo Informe de la Distribuidora solicitado por la Resolución ENRE 55/16. Presentando en cumplimiento del cronograma establecido el día 1 de Septiembre los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales. Y el día 6 de Septiembre los informes relacionados con Fundamentos y criterios de la propuesta. Costos de Explotación. Requerimiento de ingresos y calculo tarifario. Estructura Tarifaria y traslado de costos Mayoristas. Mecanismo de actualización del costo propio de distribución. Resultado y Modelo económico financiero. Finalizando de este modo con la entrega formal de informes requeridos por la resolución mencionada.

Avanzando un paso más en el proceso, el día 28 de septiembre, a través de la Resolución ENRE 0522/2016, el organismo regulador resolvió convocar a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas Concesionarias en dicho quinquenio. La Audiencia Pública se llevará a cabo en el Teatro de la Ribera, sito en Avenida Pedro de Mendoza 1821, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el día viernes 28 de octubre de 2016, a las 9:00 horas y su procedimiento se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas del ENRE, aprobado por Resolución 30/2004.

Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012 el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley N°12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de -18% en todo el país. Para Ampla y Coelce esta reducción tarifaria tuvo efecto desde final de enero, hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL culminó en abril el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014.

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

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

Ampla empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del 4º ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria -que todavía seguía pendiente-, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

El 28 de abril de 2015, Aneel aprobó mediante la resolución 660/2015, nueva metodología para la revisión de las tarifas de la cuarta ronda de revisiones tarifarias. Con esta aprobación, fue posible estimar la cantidad a devolver a la Coelce en el próximo ajuste de tarifas.

Respecto a CIEN, ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica de la interconectora. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según el aprobado en la Resolución Nº1.902/2015.

En reunión de Directorio de 08/03/16, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Ampla a partir de 15/03/16. El reajuste fue 7,38% para todos los clientes de Ampla (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

Con respecto la solicitud de cambio de la tasa de religación fue decidido la creación de un grupo de estudio para definir los nuevos valores con plazo de 6 meses.

ANEEL aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica (RTP) de la Compañía Energética del Ceará - Coelce, a través de la Resolución N°2061 de 12 de abril de 2016, cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste de 2016.

ANEEL ha establecido, por la Resolución Nº2065 de 19 de abril de 2016, las tarifas de energía de Coelce resultante del proceso de reajuste de tarifas 2016: aumento medio percibido por los consumidores fue 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad que decide y define el método por el que las redes de distribución son remunerados. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Hoy en día, estos cargos incluyen el valor nuevo de reposición de todos los activos existentes en funcionamiento, el AOM, así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el periodo 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución 179 de 2014, en el cual se propone la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado. Los ingresos anuales estarán determinados por una Base Regulada de Activos (BRA) Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada) más la Recuperación del Capital. Se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

Complementariamente, la Comisión de Regulación emitió la resolución CREG 095 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

En marzo de 2016, la CREG propone un nuevo proyecto de Metodología de remuneración a través de la Resolución 024 de 2016, en la cual se mantiene la propuesta de aplicar el valor depreciado de los activos, se establece un factor de capital remanente en función a fechas de entrada de operación e inventarios históricos y plantea un factor de mensualización de los ingresos, principalmente.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, en enero de 2015, la CREG expidió la Resolución 180 de, en la que se definió la nueva metodología de remuneración de comercialización. La aprobación de un nuevo costo base de comercialización para Codensa se realizó en Marzo de 2016 mediante resolución CREG 120 y 191 de 2015.

Con respecto a la fórmula tarifaria, la Comisión publicó la resolución CREG 135 de 2014. Esta resolución establece las bases sobre los cuales se efectuarán los estudios para determinar la fórmula del costo unitario de prestación del servicio para el siguiente periodo tarifario.

Perú

En Perú se realiza un proceso para la determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2013 el OSINERGMIN publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el periodo noviembre 2013 a octubre 2017.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Efectivo en caja	-	11.658.770
Saldos en bancos	75.340	-
Total	**75.340**	**11.658.770**

No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
$ Chilenos	74.329	11.658.770
US$	1.011	-
Total	**75.340**	**11.658.770**

c) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016:

	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	75.340	11.658.770
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	**75.340**	**11.658.770**

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

	Saldos			
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos financieros	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Instrumentos Derivados No Cobertura	47.251	31.692	-	-
Total	**47.251**	**31.692**	**-**	**-**

7. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones entre la Sociedad y su filial consolidada, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones de mercado. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas relacionadas con los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

7.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016, los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus entidades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.(*)	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	64	-	-	-
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Matriz Común	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	98.117	100.298	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	156.039	159.506	-	-
Extranjera	Ampla Energía	Brasil	Matriz Común	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	2.950.582	2.539.044	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	2.895.551	3.455.039	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	CH$	Préstamos	Menos de 90 días	-	-	4.015.008	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	5.995.716	1.499.752	-	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz	CH$	Cuenta Corriente mercantil	Menos de 90 días	19.077.971	-	-	-
						Total	**31.174.040**	**7.753.639**	**4.015.008**	-

No existen cuentas por cobrar que se encuentren garantizadas y deterioradas.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.(*)	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	318.231	149.927	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	193	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.(*)	Chile	Matriz Común	CH$	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	70.720	-	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	118.908.745	-	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.480	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.(**)	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	100.933	-	-	-
						Total	**119.333.582**	**220.647**	**-**	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado

Los efectos en el Estado de Resultados de las transacciones con entidades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30-09-2016 M$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.(*)	Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos	(97.584)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz	Ingresos Financieros	419.486
76.536.353-5	Enel Chile S.A.(**)	Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos	(161.154)
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	Ingresos Financieros	149.057
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos	(5.105)
				Total	**304.700**

(*) Ex Chilectra S.A.
(**) Ex Enersis Chile S.A

7.2 Directorio y Gerencia del Grupo

En Junta Ordinaria de Accionistas realizada el día 27 de Abril de 2016, se designaron Directores de la compañía a los señores:

1. Sr. Gianluca Caccialupi.
2. Sra. Francesca Romana Napolitano.
3. Sra. Mónica Hodor.
4. Sra. Iris Boeninger von Kretschmann.
5. Sr. Hernán Felipe Errázuriz Correa.

Asimismo, en la Sesión N°07/2016 Extraordinaria del Directorio, celebrada ese mismo día, se procedió a nombrar Presidente del Directorio a don Gianluca Caccialupi y Vicepresidente a doña Francesca Romana Napolitano.

7.3 Retribución al Directorio y Gerencia del Grupo

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Chilectra S.A.(Enel Distribución Chile S.A). La Junta Ordinaria de Accionistas del 27 de Abril de 2016 fijó la siguiente remuneración:

Pagar a cada Director 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual y 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. El pago se efectuará de acuerdo al valor que tenga la Unidad de Fomento al día respectivo.

La remuneración del Presidente será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

En el evento que un Director de Chilectra Américas S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero o ejecutivo de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras o en las cuales el Grupo Empresarial ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.
A continuación se detallan los miembros de la Alta Dirección, los montos pagados (montos brutos en M$) al 30 de septiembre de 2016 a los directores son:

Rut	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Chilectra Americas M$
24.248.178-k	Gianluca Caccialupi	Presidente	Marzo-Septiembre 2016	-
O-E	Francesca Romana	Vicepresidente	Marzo-Septiembre 2016	-
4.686.927-3	Hernan Felipe Errazuriz Correa	Director	Marzo-Septiembre 2016	38.144
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Krestschmann	Director	Marzo-Septiembre 2016	38.144
O-E	Monica Hodor	Director	Marzo-Septiembre 2016	-
TOTAL				**76.289**

El ejecutivo principal de Chilectra Américas es remunerado exclusivamente por la sociedad Enel Distribución Chile S.A., quien es su empleador, pero presta servicio a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

8. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Activos por impuestos	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Pagos provisionales mensuales	431.522	429.915
Crédito por utilidades absorbidas	3.333.897	1.615
Total	**3.765.419**	**431.530**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Impuesto a la renta	66.313	-
Total	**66.313**	**-**

9. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION

Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación se presenta un detalle de las principales asociadas del Grupo Consolidado contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/03/2016 M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos Recibidos M$	Diferencia de conversión M$	Otro resultado Integral M$	Saldo al 30/09/2016 M$
Extranjera	Ampla Energía e Serviços S.A.	Brasil	Reales	31,37%	217.319.105	(9.989.298)	-	35.595.308	(509.250)	242.415.865
Extranjera	Codensa (*)	Colombia	Peso colombiano	9,35%	49.576.635	7.307.322	(10.558.262)	5.570.089	9.553	51.905.337
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	23,42%	4.022.747	(2.979.030)	-	166.444	(23.370)	1.186.791
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Peso argentino	20,85%	6.373.454	(4.702.273)	-	262.066	(36.917)	1.896.330
Extranjera	Enel Brasil S.A. (*)	Brasil	Reales	11,27%	118.409.253	10.580.540	(2.659.754)	20.614.341	(240.790)	146.703.590
Extranjera	Inversiones Distrilima S.A.	Perú	Soles	30,15%	52.806.611	6.339.462	(2.863.025)	(1.002.906)	-	55.280.142
				Totales	**448.507.805**	**6.556.723**	**(16.081.041)**	**61.205.342**	**(800.774)**	**499.388.055**

(*) La influencia significativa se ejerce producto que Enersis Américas S.A, matriz de Chilectra Américas S.A, posee el 57,15% de participación sobre Codensa, directa e indirectamente. Así como también posee el 100% de Enel Brasil S.A, directa e indirectamente.

b) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

- Inversiones con influencia significativa

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre y 01 marzo de 2016 de los estados financieros de las asociadas en las que el Grupo Consolidado ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de Septiembre de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
Ampla Energía e Serviços S.A.	31,37%	369.151.975	1.232.763.034	379.312.301	745.212.325	605.904.549	(643.797.083)	(37.892.534)	(2.919.432)	(40.811.966)
Codensa	9,35%	204.957.114	920.924.297	297.895.697	302.960.663	671.930.330	579.699.640	92.230.690	138.025	92.368.715
Distrilec Inversora S.A.	23,42%	481.351	-	539.856	(5.126.360)	-	(7.937.206)	(7.937.206)	(102.653)	(8.039.859)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	20,85%	247.572.796	426.146.794	521.087.180	143.536.297	499.360.131	(513.422.797)	(14.062.667)	(182.146)	(14.244.813)
Enel Brasil S.A	11,27%	942.707.894	2.355.598.753	735.237.114	878.500.286	1.311.835.662	1.208.264.562	103.571.100	(2.524.867)	101.046.233
Inversiones Distrilima S.A.	30,15%	100.865.404	661.868.014	152.998.816	273.656.166	444.386.359	(417.143.318)	27.243.041	-	27.243.041

Inversiones con influencia significativa	01 de marzo de 2016				
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$
Ampla Energía e Serviços S.A.	31,37%	340.513.727	1.009.472.094	309.160.492	601.455.252
Codensa	9,35%	163.767.635	795.990.054	195.027.685	261.863.135
Distrilec Inversora S.A.	23,42%	479.361	17.229.391	530.740	-
Empresa Distribuidora Sur S.A.	20,85%	170.838.507	373.326.580	370.557.996	143.035.596
Enel Brasil S.A	11,27%	706.354.437	1.954.233.433	569.274.899	706.344.589
Inversiones Distrilima S.A.	30,15%	121.936.130	642.910.562	188.845.924	253.155.067

c) Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

La compañía tiene algunas asociadas que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. La participación de la compañía en los activos netos restringidos de Ampla, Enel Brasil y Edelnor al 30 de septiembre de 2016 asciende a M$246.280.139, M$3.219.634 y M$36.572.089, respectivamente.

10. IMPUESTOS DIFERIDOS

a) El movimiento en los impuestos diferidos por el periodo de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 fue el siguiente:

Impuestos diferidos de Activos	Activos por impuestos diferidos relativos a Perdidas Fiscales M$	Impuestos Diferidos de Activos M$
Saldo Inicial al 01 de marzo de 2016	41.504	**41.504**
Movimientos 2016		
Ingreso (Gasto) por impuestos diferidos reconocidos como resultados	2.599.150	**2.599.150**
Saldo final al 30 de septiembre de 2016	**2.640.654**	**2.640.654**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

b) Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M$2.640.654 (M$2.133.142 al 01 de marzo de 2016). Ver Nota 3.i.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Chilectra Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2016 asciende a M$30.376.592 (M$23.816.706 al 01 de marzo de 2016). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2016, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M$57.260.052 (M$63.417.034 al 01 de marzo de 2016).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 30 de Septiembre y 01 de marzo de 2016 asciende a M$42.463.456 y M$44.694.569, respectivamente. Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País (*)	Período
Argentina	2008-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2012-2014
Perú	2010-2014

(*) La sociedad matriz, Chilectra Américas S.A., comenzó su existencia el 01 de marzo de 2016, por lo tanto no tiene periodos tributarios abiertos a inspeccionar en Chile. Sin embargo, producto de la operación de división del Grupo, junto con la propiedad de las inversiones extranjeras, le fue transferida la responsabilidad de las probables contingencias fiscales de los periodos tributarios abiertos a fiscalización de estas inversiones.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

c) Cambio de tasa

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.780, que introdujo modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida ley estableció que a las sociedades anónimas se le aplicaría por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 08 de febrero de 2016, se publicó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta, la cual, entre sus principales modificaciones, impone como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, dejando sin efecto la opción de acogerse sistema de renta atribuida anterior.

11. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Otros Pasivos Financieros	Saldo al 30 de Septiembre de 2016		Saldo al 01 de Marzo de 2016	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Instrumentos derivados de no Cobertura	379.007	-	-	-
Total	**379.007**	**-**	-	-

12. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Chilectra Américas está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.

- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.

- Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.

- Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

12.1 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Al 30 de septiembre de 2016, Chilectra Américas no mantiene deuda.

12.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.

- Flujos desde participaciones societarias en el extranjero a Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Chilectra Américas es en base a flujos de caja, y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$, o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para mitigar el riesgo de tipo de cambio corresponden a forwards de tipo de cambio.

12.3 Riesgo de liquidez

Chilectra Américas puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Al 30 de septiembre de 2016, Chilectra Américas presenta una liquidez de M$75.340, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 01 de marzo de 2016, Chilectra Américas tenía una liquidez de M$11.658.770, en efectivo y otros medios equivalentes.

12.4 Riesgo de crédito

Activos de carácter financiero:

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

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

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, nacionales y extranjeras, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades que tienen clasificación de riesgo equivalente al grado de inversión.

12.5 Medición del riesgo

Chilectra Américas hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

13.1 Instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

El detalle de la clasificación de los instrumentos financieros de activo al 30 de septiembre y al 01 de marzo 2016 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2016		01 de marzo de 2016	
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$
Instrumentos derivados	47.251	-	31.692	-
Otros activos de carácter financieros	-	31.174.040	-	7.753.639
Total corto plazo	**47.251**	**31.174.040**	**31.692**	**7.753.639**

13.2 Instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

El detalle de la clasificación de los instrumentos financieros de pasivo al 30 de septiembre y al 01 de marzo 2016 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2016		01 de marzo de 2016	
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$
Instrumentos derivados	379.007	-	-	-
Otros de carácter pasivos financieros		120.690.973	-	220.655
Total corto plazo	**379.007**	**120.690.973**	**-**	**220.655**

13.3 Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera de activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2016		01 de marzo de 2016	
	Corriente		Corriente	
	Activo M$	Pasivo M$	Activo M$	Pasivo M$
Instrumentos de derivados no cobertura	**47.251**	**379.007**	31.692	-

13.4 Jerarquía de valor razonable

Las siguientes tablas presentan los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final		
	30-09-2016 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados no designados contablemente de cobertura	47.251	-	47.251	-
Total	**47.251**	**-**	**47.251**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados no designados contablemente de cobertura	379.007	-	379.007	-
Total	**379.007**	**-**	**379.007**	**-**

Al 01 de marzo de 2016, no existen instrumentos de activos y pasivos medidos a valor razonable.

14. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

El desglose de este rubro al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Otras cuentas por pagar	1.357.391	8	-	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.357.391**	**8**	**-**	**-**

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Dividendos por pagar a terceros	1.091.062	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	266.329	-	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	-	8	-	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.357.391**	**8**	**-**	**-**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 12.3.

15. PROVISIONES

El desglose de este rubro durante al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes	
	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Provisiones varias	3.595	3.595
Total	**3.595**	**3.595**

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

16. PATRIMONIO

16.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

Al 30 de septiembre 2016, el capital social de Chilectra Américas S.A. asciende a la suma de M$137.790.702 y está representado por 1.150.742.161 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a la cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

16.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 27 de abril de 2016, se acordó distribuir a contar del 26 de mayo de 2016, un dividendo Definitivo de $0,0546 por acción, con cargo a las utilidades al 31 de diciembre de 2015.

16.3 Reserva por diferencias de conversión

El detalle por entidad de las diferencias de conversión netas de impuestos del Estado de Situación Financiera Consolidado al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Edesur S.A	(40.353.747)	(40.782.231)
Ampla Energía e Serviços S.A.	(11.068.147)	(47.364.990)
Distrilima S.A.	2.878.686	3.942.578
Codensa	(927.268)	(5.631.624)
Grupo Enel Brasil S.A	(28.721.932)	(48.563.822)
Total	**(78.192.408)**	**(138.400.089)**

16.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

Al 30 de septiembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de filiales.

16.5 Otras Reservas

Al 30 de septiembre y 01 de marzo de 2016, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

	Saldo al 01-03-2016 M$	Movimiento 2016 M$	Saldo al 30-09-2016 M$
Diferencias de cambio por conversión (*)	(138.400.089)	60.207.681	(78.192.408)
Otras reservas varias (**)	(54.352.356)	(800.774)	(55.153.130)
Total	**(192.752.445)**	**59.406.907**	**(133.345.538)**

(*)Diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en conversión de estados financieros para valorización de las inversiones en asociadas utilizando el método de la participación.

(**) A continuación se detallan Otras Reservas Varias:

Otras reservas Varias	30-09-2016 M$	01-03-2016 M$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	276.578.453	276.578.453
Reservas de transición a NIIF (2)	(179.156.665)	(179.156.665)
Otras reservas varias	(152.574.918)	(151.774.144)
Saldo Final	**(55.153.130)**	**(54.352.356)**

(1) **Reserva por reestructuración societaria (División):** Representa el efecto generado por la división de Chilectra S.A. (Actual Enel Distribución Chile S.A.) y la asignación del negocio fuera de Chile en Chilectra Américas (Ver nota 1 y 2).

(2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Chilectra S.A. (Actual Enel Distribución Chile S.A), se refieren fundamentalmente **a:**

I. En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

II. Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil S.A. en 2005.

17. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Siete meses terminados al 30-09-2016
	M$
Otros suministros y servicios	(263.842)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(718.421)
Tributos y tasas	(331.279)
Otros aprovisionamientos	(91.935)
Total Otros gastos por naturaleza	**(1.405.477)**

18. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del resultado financiero por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Ingresos financieros	Siete meses terminados al 30-09-2016
	M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	62.515
Otros ingresos financieros	568.543
Total Ingresos Financieros	**631.058**

Costos financieros	Siete meses terminados al 30-09-2016
	M$
Costos Financieros	**(190.539)**
Otros costos financieros	(190.539)
Resultado por unidades de reajuste	**7**
Diferencias de cambio	**979.053**
Positivas	1.488.297
Negativas	(509.244)
Total Costos Financieros	**788.521**
Total Resultado Financiero	**1.419.579**

Diferencia de cambio:

Diferencias de Cambio	Siete meses terminados al 30-09-2016
	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(5)
Otros activos financieros	15.559
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.438.931
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(475.432)
Total Diferencias de Cambio	**979.053**

19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "Resultado antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Consolidados correspondientes, por el periodo de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	**Siete meses terminados al 30-09-2016**
	M$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	3.267.008
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**3.267.008**
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.599.149
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**2.599.149**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**5.866.157**

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	**Tasa**	**Siete meses terminados al 30-09-2016**
	%	**M$**
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**6.570.825**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(24,00%)**	**(1.576.998)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	26,24%	1.724.176
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(27,15%)	(1.783.901)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	114,18%	7.502.880
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	113,27%	**7.443.155**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**89,27%**	**5.866.157**

20. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

La Sociedad opera principalmente con un segmento de distribución de energía eléctrica a través de sus inversiones en asociadas.

21. OTROS COMPROMISOS

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados, los litigios más relevantes son los siguientes:

a) Juicios pendientes

a.1) Juicios de Chilectra Americas y Filial

No hay juicios pendientes de Chilectra Américas y Filial.

b) Juicios de Asociadas

Edesur S.A.

En Argentina, en el año 2002 la Ley Nº25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., ahora denominada Enersis Américas S.A., Enel Distribución Chile S.A., antes denominada Chilectra S.A., Enel Generación Chile S.A., antes Endesa Chile y Edesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US$1.306.875.960 (aprox. M$859.950.519); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US$318.780.600 (aprox. M$209.764.010); en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US$102.164.683 (aprox. M$67.226.405) para Edesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

Endesa Brasil S.A. y filiales

1. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELF). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un "Mandado de Segurança", asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança),

que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015 y el 15 de diciembre de 2015 Basilus ha presentado recursos de Embargos de Aclaración, El 3 de marzo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha comenzado el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue ha suspendido su resolución para mejor analizar los argumentos. Se falló este recurso 3 contra dos votos, en contra de Ampla. El fallo es susceptible de recursos. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R$1.382.580.920 (aprox. M$280.255.650).

2. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015 Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015 el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. El 29 de agosto de 2016 se dictó resolución para suspender ejecución del fallo. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R$74.405.929 (aprox. M$15.082.431).

3. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que fue aceptado tres votos acero, por lo que las solicitudes de Cibran fueron rechazadas, por haber entendido los jueces que no se había probado relación causal entre los daños y la actuación de Ampla. Esta resolución es susceptible de recursos. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M$ 40.540) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R$80.000 (aprox. M$16.216) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R$95.465.103 (aprox. M$19.351.225) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R$389.368.250 (aprox. M$78.926.774).

4. En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Ampla publicada en agosto de 2015. Ampla presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a MR$154.896 (aprox. M$31.398.296).

5. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. En abril 2014, Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se llevará a cabo una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación del experto que designe el juez. La cuantía asciende a MR$1.176.506 (aprox. M$238.483.336).

6. En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005, un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas

amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado. El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampla una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La decisión fue publicada con fecha 02 de octubre de 2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar recursos. Transcurrido ese plazo la resolución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante la ejecución fiscal (proceso judicial recaudatorio). La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampla presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante la ejecución fiscal representada por el Estado. El 20 de abril de 2016, se dictó decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla determinando la extinción de la ejecución fiscal y el Estado extinguió la deuda. Ampla solicitó la liberación de la garantía presentada y aguarda decisión. Caso terminado que se dejará de informar. La garantía fue devuelta a la empresa el 12.07.2016 y este Litigio y se dejará de informar.

7. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R$117.666.976 (aprox. M$23.851.649.) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.

8. En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R$520.800.659 (aprox. M$105.568.741), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

9. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con

la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31/10/2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió un (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. Sin embargo, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Respecto de otros procedimientos en contra CGTF se falló a favor y las autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a MR$78.978aprox. (aprox. M$16.009.398).

10. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado seria inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las autoridades tributarias emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil. Enel apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un dictamen/ opinión de experto acerca de los ajustes contables registradas en 2009. La cuantía asciende a MR$250.358. (aprox. M$50.748.770).

Codensa S.A.

En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M$21.740.126.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por

Col$14.432.754.679, (aprox. M$3.297.884). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre CODENSA y la UAESP. La cuantía de este juicio se estima en aprox. Col$72.948.923.842 (aprox. M$16.668.829).

22. SANCIONES

a) Directores o administradores

Al 30 de septiembre de 2016, los directores o administradores no han sido afectados por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros o de otras autoridades administrativas.

b) Chilectra S.A. y Filial

1. Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2016 y finalizado el 30 de septiembre de 2016, Edesur S.A. no ha recibido notificación de sanciones por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).
- Al 30 de junio de 2016, se encontraban pendientes de resolución siete (7) sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de $31.081.214 pesos argentinos (aprox. M$1.335.863) y una (1) sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de $21.840.000 pesos argentinos (aprox. M$ 938.678). Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur.
- Para el período iniciado el 1° de abril de 2016 y finalizado el 30 de junio de 2016, Edesur S.A. no ha recibido notificación de sanciones por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

2. Endesa Brasil y filiales.

Ampla Energía e Serviços S.A.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 11 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad del servicio y otras formalidades en un monto de 1.065.736 € (aprox. M$782.620). En 2016 han sido finiquitados 6 procedimientos de infracción con pago de 774.322 € (aprox. M$568.621).
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 145 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad) por supresión vegetal irregular, ausencia de licencia medioambiental, muerte de animales y otros un monto de 1.291.223€ (aprox. M$948.205). En 2016 han sido finiquitados 2 procedimientos de infracción con el pago del monto de 2.753 € (aprox. M$2.022) por muerte de animales y ausencia de licencia medioambiental.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 42 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON) por calidad del servicio, cobro indebido, daños eléctricos y otros asuntos en un monto de 2.963.148€ (aprox. M$2.175.978). En 2016 no ha sido finiquitado cualquier procedimientos de infracción.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 14 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad sin valor definido a la fecha*. En 2016 han sido finiquitado 3 procedimientos de infracción con el pago del monto de 3.022€ (aprox. M$2.219) por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba.

- Ampla recibió sanción por supuesta inconsistencia en las informaciones presentadas en una obligación accesoria (DECLAN – Declaración Anual para el Índice de Participación de los Municipios) enviada al Estado de Rio de Janeiro. Ampla presentó su defensa en agosto/2016 y aguarda decisión de primera instancia administrativa. El valor actualizado de la sanción es de R$26,4M. (apróx. M$5.351.404).

  (*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

Coelce S.A.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 13 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por calidad del servicio, calidad de la atención a los clientes, devolución de cobro indebido a municipalidades y otras formalidades en un monto de 13.231.419€ (aprox. M$9.716.450). En 2016 han sido finiquitados 13 procedimientos sancionatorios con el pago del monto de 4.511.022 € (aprox. M$3.312.655) especialmente por accidente con población y devolución de cobro indebido a municipalidades.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaba pendiente de resolución 2 multa por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad) por ausencia de licencia medioambiental en un monto de 7.507€ (aprox. M$5.513). En 2016 no ha sido finiquitado cualquier procedimiento de infracción.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaban pendientes de resolución 14 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por calidad del servicio, tarifa, daños eléctricos y otros ingresos en un monto de 1.678.068€ (aprox. M$1.232.284). En 2016 han sido c finiquitados 3 procedimientos de infracción con el pago del monto de 2.768€ (aprox. M$2.033) por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaban pendientes de resolución 17 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad en un monto de 2.276.142€* (aprox. M$1.671.478). En 2016 no ha sido finiquitado cualquier procedimiento de infracción.

Cien S.A.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016 había multas pendientes de resolución por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, tampoco hemos finiquitado cualquier procedimiento de infracción en 2016.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaba pendiente de resolución 1 multa pendiente de resolución por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por un monto de 953 € (aprox. M$700). En 2016 no ha sido cerrado cualquier procedimiento de infracción.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016 no había multas pendientes de resolución por otros asuntos (medioambientales), tampoco hemos finiquitado cualquier procedimiento de infracción en 2016.

Edelnor S.A.A.

- A septiembre de 2016, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con sesenta y ocho (68) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/.7.681.075,21 (aprox. M$1.485.249) habiéndose cancelado un total de veintidós (22) multas (total y parcialmente) un monto ascendente a S/.2.120.944,32 (aprox. M$410.116) (aplicando en algunos casos un descuento de 25% por pronto pago).

- Asimismo, a septiembre de 2016, OSINERGMIN sancionó a EDELNOR S.A.A. una multa ascendente a S/. 923 (aprox. $ 178) por incumplir las normas regulatorias al no haber presentado el Formulario A1 y los

Formatos A1.1, A1.2 y A1.3 correspondientes a los periodos de enero a abril de 2015. Dicha multa fue cancelada en su totalidad.

- A septiembre de 2016, la Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria – SUNAT (SUNAT) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diversas multas, habiendo cancelado un total de S/7.718.859,00 (aprox. M$1.492.555) (aplicando régimen de rebaja o gradualidad en algunos casos).

Codensa S.A.

- Al 30 de septiembre de 2016 se encontraba pendiente la expedición de (02) resoluciones sancionatorias por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, las cuales ascienden a la suma total de COL$181.261.982 (aprox. M$41.415), por incumplimiento consistente en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad ha cerrado un total de cinco (05) procedimientos sancionatorios que implicaron el pago total de COL$409.113.200 (aprox. M$93.475), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.

- Al 30 de septiembre de 2016, está pendiente el pronunciamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio respecto al recurso de reposición interpuesto contra resolución que impone a la sociedad una multa de Col$11.031.264 (aprox. M$2.520), por incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas por este ente en cuanto al requerimiento de información realizado en el 2013 sobre los términos y condiciones del cupón denominado 24 horas 7454-123 farmacia servicio a domicilio gratis. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerro en el año 2013 con un procedimiento sancionatorio que implico el pago de Col$22.668.000 (aprox. M$5.179), por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.

23. MEDIOAMBIENTE

Durante los períodos terminados al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016 no existen gastos de medioambiente.

24. ESTADOS FINANCIEROS DE LA PRINCIPAL FILIAL

A continuación incluimos Consolidado resumido desglosado por su filial al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016:

	30-09-2016																		
	Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganancia (Perdida)	Otro resultado integral M$	Resultado integral total
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chilectra Inversud S.A.	separado	3.936.556	157.443.347	161.379.903	(586.754)	-	(160.793.152)	(161.379.906)	-	-	-	(183.038)	(183.038)	620.480	1.802.265	(107.826)	1.694.438	-	1.694.438

	01-03-2016							
	Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chilectra Inversud S.A.	separado	3.954.803	155.368.159	159.322.962	(224.251)	-	(159.098.711)	(159.322.962)

25. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 29 de Octubre de 2016, en relación con el cumplimiento de las condiciones suspensivas a que quedó sujeta la fusión por incorporación de Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A. en Enersis Américas S.A (la “Fusión”), acordada por la junta Extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 28 de Septiembre de 2016, la Compañía informo a través de un hecho esencial, lo siguiente:

Que habiendo concluido el plazo para que los accionistas disidentes de la Fusión pudieran ejercer su derecho de retiro de la Compañía, se ha constatado que el derecho de retiro ejercido en Chilectra Américas no ha excedido del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad, cumpliéndose con ello con la condición de referencia al límite máximo del porcentaje del ejercicio del derecho a retiro en Chilectra Américas.

Cabe destacar que, en la misma fecha, una comunicación de similar característica efectuaron Enersis Américas y Endesa Américas. Finalmente, el porcentaje de accionistas de Chilectra Américas que ejercieron su derecho a retiro fue de 0,005% (equivalente a aproximadamente US$ 0,04 millón).

De conformidad a lo aprobado por las respectivas asambleas de accionistas, la Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que las sociedades que se fusionan otorguen la escritura pública de cumplimiento de las condiciones de fusión.

Con fecha 03 de Noviembre de 2016, según sesión de Directorio de Chilectra Américas, atendida a la próxima entrada en vigencia de la fusión de Chilectra Américas con Enersis Américas S.A. y Endesa Américas S.A., resolvió modificar su política de dividendos aprobada en la Sesión N° 2/2016, Ordinaria del Directorio, celebrada el 29 de febrero de 2016, que contemplaba repartir como dividendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio, distribución que se haría pagando un dividendo provisorio en el mes de enero de 2017. Al respecto, se ha estimado necesario modificar la citada política de dividendos, en el sentido de no repartir ningún dividendo provisorio.

Con fecha 03 de Noviembre de 2016, según circular N° 660, se envía a la Superintencia de Valores y Seguros formulario N° 1 con la información relativa al Dividendo Eventual N° 1, cuya distribución y pago ha sido acordado por Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016. Esta información complementa a la contenida en carta Ger.Gen N° 37/2016 enviada a la SVS con fecha 28 de septiembre de 2016. Cabe hacer presente que la fecha de pago del dividendo en particular es el 02 de Diciembre de 2016.

ANEXO N° 1 ENTIDAD QUE COMPONE EL GRUPO CONSOLIDADO CHILECTRA AMERICAS

ENTIDAD CONSOLIDADA:

Sociedad	% Participación a 30-09-2016			% Participación a 01-03-2016			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Chilectra Inversud S.A.	99,998%	0,000%	99,998%	99,998%	0,000%	99,998%	Santiago de Chile	Sociedad de Cartera

ANEXO N° 2 SOCIEDADES ASOCIADAS

Sociedad	% Participación a 30-09-2016			% Participación a 01-03-2016			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Ampla Energía e Serviços S.A.	31,367%	5,280%	36,647%	31,367%	5,280%	36,647%	Río de Janeiro (Brasil)	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa)	9,350%	0,000%	9,350%	9,350%	0,000%	9,350%	Bogotá (Colombia)	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Distrilec Inversora S.A.	23,418%	0,000%	23,418%	23,418%	0,000%	23,418%	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera
Empresa Distribuidora Sur S.A.	20,847%	13,193%	34,040%	20,847%	13,193%	34,040%	Buenos Aires (Argentina)	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Enel Brasil S.A.	11,270%	0,000%	11,270%	11,270%	0,000%	11,270%	Río de Janeiro (Brasil)	Sociedad de Cartera
Inversiones Distrilima S.A.	30,154%	0,000%	30,154%	30,154%	0,000%	30,154%	Lima (Perú)	Sociedad de Cartera