

Estados Financieros Intermedios

**Correspondiente al período terminado al
30 de junio de 2016 y al año terminado al
31 de diciembre de 2015**

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA
S.A.**

En miles de pesos – M\$

INFORME DE REVISION DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos revisado el estado de situación financiera intermedio de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 30 de junio de 2016 adjunto y los estados intermedios integrales de resultados por los períodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 y los correspondientes estados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es realizar nuestra revisión de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de la información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

Conclusión

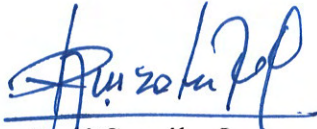
Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos, Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2015

Hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en los cuales se incluye el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015, que se presenta en los presentes estados financieros intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas, que la Administración ha preparado como parte del proceso de re-adopción a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

The logo for Deloitte, written in a blue, cursive script.

Agosto 24, 2016
Concepción, Chile

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'René González L.' with a horizontal line underneath.

René González L.
12.380.681-6

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados Intermedios de Situación Financiera, Clasificados
 Al 30 de junio de 2016 (no auditado) y 31 de diciembre de 2015.
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	4.639.947	11.364.872
Otros Activos no Financieros Corrientes		92.760	170.722
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	23.977.266	27.995.701
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	11.740.773	106.596
Inventarios Corrientes	7	5.128.848	4.994.316
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	1.804.092	1.647.569
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		47.383.686	46.279.776
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		47.383.686	46.279.776
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	3.221.957	3.418.126
Inversiones Contabilizadas utilizando el Método de la Participación	29	149.836	141.915
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía	9	7.490.621	7.425.684
Plusvalía	10	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo	11	146.764.525	145.300.749
Activos por Impuestos Diferidos	12	1.087.923	1.196.355
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		215.744.322	214.512.289
TOTAL ACTIVOS		263.128.008	260.792.065

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados Intermedios de Situación Financiera, Clasificados
 Al 30 de junio de 2016 (no auditado) y 31 de diciembre de 2015.
 (En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	13	7.340.994	324.105
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	13.452.423	16.169.672
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	5.590.209	4.397.798
Otras Provisiones Corrientes	16	614.416	612.787
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	8	1.348.778	2.641.553
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	1.027.417	1.814.910
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	17	9.654.446	9.370.939
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		39.028.683	35.331.764
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		39.028.683	35.331.764
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	13	64.882.135	63.817.292
Pasivos por Impuestos Diferidos	12	3.885.712	3.029.388
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	17	312.243	330.251
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	2.606.563	2.437.845
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		71.686.653	69.614.776
TOTAL PASIVOS		110.715.336	104.946.540
PATRIMONIO			
Capital Emitido	18	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	18	6.224.760	9.628.668
Otras Reservas	18	12.450.513	12.479.458
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		152.412.672	155.845.525
Participaciones no controladoras			
TOTAL PATRIMONIO		152.412.672	155.845.525
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		263.128.008	260.792.065

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados Intermedios de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los períodos seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (no auditados).

(En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2016 al 30/06/2016 M\$	01/01/2015 al 30/06/2015 M\$	01/04/2016 al 30/06/2016 M\$	01/04/2015 al 30/06/2015 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	61.843.805	57.886.510	30.210.060	27.173.340
Otros ingresos	19	5.294.200	5.254.767	3.113.361	2.984.100
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(40.315.624)	(37.288.209)	(19.395.860)	(16.693.026)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(5.373.453)	(5.004.334)	(2.857.612)	(2.631.645)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(3.493.747)	(3.590.966)	(1.883.980)	(1.851.429)
Otros Gastos, por Naturaleza	23	(7.610.062)	(7.205.408)	(4.066.632)	(3.836.603)
Otras Ganancias (Pérdidas)		3.943	29	(14.902)	(20.356)
Ingresos Financieros	24	356.073	321.501	198.449	171.699
Costos Financieros	24	(887.526)	(980.503)	(458.530)	(512.839)
Participación en las Ganancias (Pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	30	7.848	8.312	3.795	4.152
Diferencias de Cambio	24	(1.473)	1.411	(316)	3.727
Resultados por Unidades de Reajuste	24	(1.007.913)	(889.878)	(589.471)	(911.087)
Ganancia Antes de Impuesto		8.816.071	8.513.232	4.258.362	3.880.033
Gasto por Impuestos, operaciones continuadas	12	(1.864.124)	(1.626.944)	(935.016)	(572.165)
Ganancia Procedente de Operaciones Continuas		6.951.947	6.886.288	3.323.346	3.307.868
Ganancia Procedente de Operaciones Discontinuas					
Ganancia		6.951.947	6.886.288	3.323.346	3.307.868
Ganancia, atribuible a					
Los Propietarios de la Controladora	18	6.951.947	6.886.288	3.323.346	3.307.868
Participaciones No Controladoras					
Ganancia		6.951.947	6.886.288	3.323.346	3.307.868

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados Intermedios de Otros Resultados Integrales

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (no auditados).
(En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2016 al 30/06/2016 M\$	01/01/2015 al 30/06/2015 M\$	01/04/2016 al 30/06/2016 M\$	01/04/2015 al 30/06/2015 M\$
Ganancia		6.951.947	6.886.288	3.323.346	3.307.868
Otro resultado integral					
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	18	(38.872)	(148.251)	26.849	35.863
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(122)	(81)	(102)	(45)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(38.994)	(148.332)	26.747	35.818
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	18	(851)	707	(159)	347
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(851)	707	(159)	347
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos	18	374	-	20	-
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(477)	707	(139)	347
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(39.471)	(147.625)	26.608	36.165
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	10.526	40.027	(7.219)	(9.684)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		10.526	40.027	(7.219)	(9.684)
Otro Resultado Integral		(28.945)	(107.598)	19.389	26.481
Resultado Integral Total		6.923.002	6.778.690	3.342.735	3.334.349
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		6.923.002	6.778.690	3.342.735	3.334.349
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-	-	-
Resultado Integral Total		6.923.002	6.778.690	3.342.735	3.334.349

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (no auditados).
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Cambio en otras reservas										Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
		Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2016	133.737.399	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	-	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525	
Ajustes de Períodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	-	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.951.947	6.951.947	-	6.951.947	
Otro resultado integral	-	-	-	-	(851)	374	(28.468)	-	-	(28.945)	-	(28.945)	-	(28.945)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.923.002	-	6.923.002	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.355.855)	(10.355.855)	-	(10.355.855)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(851)	374	(28.468)	-	-	(28.945)	(3.403.908)	(3.432.853)	-	(3.432.853)	
Saldo Final al 30/06/2016	133.737.399	-	-	-	1.899	(50)	(139.806)	-	12.588.470	12.450.513	6.224.760	152.412.672	-	152.412.672	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Cambio en otras reservas										Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
		Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2015	133.737.399	-	-	-	667	-	(66.458)	-	12.588.470	12.522.679	8.960.822	155.220.900	-	155.220.900	
Ajustes de Períodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	667	-	(66.458)	-	12.588.470	12.522.679	8.960.822	155.220.900	-	155.220.900	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.886.288	6.886.288	-	6.886.288	
Otro resultado integral	-	-	-	-	707	-	(108.305)	-	-	(107.598)	-	(107.598)	-	(107.598)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.778.690	-	6.778.690	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.668.311)	(9.668.311)	-	(9.668.311)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	707	-	(108.305)	-	-	(107.598)	(2.782.023)	(2.889.621)	-	(2.889.621)	
Saldo Final al 30/06/2015	133.737.399	-	-	-	1.374	-	(174.763)	-	12.588.470	12.415.081	6.178.799	152.331.279	-	152.331.279	

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados Intermedios de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (no auditados).
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo método directo	NOTA	01/01/2016 al 30/06/2016 M\$	01/01/2015 al 30/06/2015 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		87.754.416	61.506.543
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		551	101.241
Otros cobros por actividades de operación		12.016	29.746
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(66.034.440)	(47.532.534)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(3.991.667)	(4.100.965)
Otros pagos por actividades de operación		(1.910.528)	(1.959.780)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(2.441.305)	(539.415)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		13.389.043	7.504.836
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(11.913.000)	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(6.475.020)	(6.589.235)
Cobros a entidades relacionadas		300.000	-
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		2.337	6.407
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		319.673	320.081
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(17.766.010)	(6.262.747)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		7.008.888	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		7.008.888	-
Préstamos de entidades relacionadas		2.733.449	3.913.646
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(254.102)	-
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		874.693	823.310
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(11.813.696)	(9.498.176)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(893.367)	(1.091.667)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.344.135)	(5.852.887)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(6.721.102)	(4.610.798)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.823)	1.411
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.823)	1.411
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(6.724.925)	(4.609.387)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		11.364.872	17.899.767
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	4.639.947	13.290.380

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1.	Principios contables.....	11
2.2.	Nuevos pronunciamientos contables.....	11
2.3.	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	14
2.4.	Período cubierto	15
2.5.	Bases de preparación.....	16
2.6.	Combinación de negocios	16
2.7.	Moneda funcional	16
2.8.	Bases de conversión	17
2.9.	Compensación de saldos y transacciones	17
2.10.	Propiedades, planta y equipo	17
2.11.	Activos intangibles.....	18
2.11.1.	Plusvalía comprada	18
2.11.2.	Servidumbres.....	19
2.11.3.	Programas informáticos.....	19
2.11.4.	Costos de investigación y desarrollo	19
2.12.	Deterioro de los activos.....	19
2.13.	Instrumentos financieros	20
2.13.1.	Activos financieros no derivados	20
2.13.2.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	21
2.13.3.	Pasivos financieros no derivados	21
2.13.4.	Derivados y operaciones de cobertura	21
2.13.5.	Instrumentos de patrimonio	22
2.14.	Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación.....	22
2.15.	Inventarios.....	22
2.16.	Otros pasivos no financieros	22
2.16.1.	Ingresos diferidos	23
2.16.2.	Subvenciones estatales.....	23
2.16.3.	Obras en construcción para terceros.....	23
2.17.	Provisiones.....	23
2.18.	Beneficios a los empleados.....	23
2.19.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	24
2.20.	Impuesto a las ganancias.....	24
2.21.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	25
2.22.	Dividendos.....	25
2.23.	Estado de flujos de efectivo.....	25
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	26
3.1.	Generación eléctrica.....	26
3.2.	Transmisión y subtransmisión	27
3.3.	Distribución.....	27
3.4.	Marco regulatorio	29
3.4.1.	Aspectos generales	29
3.4.2.	Ley Corta I	29
3.4.3.	Ley Corta II	29
3.4.4.	Ley Tokman.....	30
3.4.5.	Ley ERNC.....	30
3.4.6.	Ley que crea el Ministerio de Energía	30
3.4.7.	Ley Net Metering	30
3.4.8.	Ley de Concesiones	30
3.4.9.	Ley de Licitación de ERNC.....	30
3.4.10.	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	30
3.4.11.	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.....	30
3.4.12.	Modificación Estructura Ministerio de Energía.....	31
3.4.13.	Otras modificaciones en curso.....	31

3.4.14.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	32
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	33
5	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	34
6	SalDOS y Transacciones con Partes Relacionadas.....	37
6.1	Accionistas	37
6.2	SalDOS y transacciones con empresas relacionadas.....	37
6.3	Directorio y personal clave de la gerencia.....	38
7	Inventarios.....	40
8	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	41
9	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	41
10	Plusvalía Comprada	42
11	Propiedades, Planta y Equipo	43
12	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	44
12.1	Impuesto a la renta.....	44
12.2	Impuesto diferido.....	45
13	Otros Pasivos Financieros.....	46
14	Política de Gestión de Riesgos	49
14.1	Riesgo financiero.....	49
14.1.1.	Tipo de cambio	50
14.1.2	Variación UF.....	50
14.1.3	Tasa de interés	50
14.1.4	Riesgo de liquidez	50
14.1.5	Riesgo de Crédito	51
14.1.6	Instrumentos financieros por categoría.....	52
14.1.7	Valor Justo de instrumentos financieros	53
15	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	54
16	Provisiones.....	54
16.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	54
16.2	Otras provisiones	55
16.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	56
16.4	Juicios y multas.....	57
16.4.1	Juicios.....	57
16.4.2	Multas	58
17.	Otros Pasivos no Financieros.....	58
18.	Patrimonio	58
18.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	58
18.1.1	Capital suscrito y pagado	58
18.1.2	Dividendos.....	59
18.1.3	Reservas por diferencias de conversión.....	59
18.1.4	Otras reservas	60
18.1.5	Ganancias Acumuladas.....	61
18.2	Gestión de capital.....	61
18.3	Restricciones a la disposición de fondos.....	61
19.	Ingresos.....	62
20.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	62
21.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	62
22.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	63
23.	Otros Gastos por Naturaleza.....	63
24.	Resultado Financiero	63
25.	Información por Segmento	63
26.	Medio Ambiente	64
27.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	64
28.	Cauciones Obtenidas de Terceros	64
29.	Sociedades Asociadas	65
30.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	65
31.	Moneda Extranjera	66
32.	Hechos Posteriores	66

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Notas a los Estados Financieros Intermedios

Al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015.

(En miles de pesos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la “Sociedad” o “Frontel”, se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada (“Los Lagos II”), Inversiones Los Lagos III Limitada (“Los Lagos III”) e Inversiones Los Lagos IV Limitada (“Los Lagos IV”). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenían Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, “Antigua Frontel”).

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron “Los Lagos III” transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que “Antigua Frontel”, entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad con lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora legal todos los activos y pasivos de “Antigua Frontel”, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros intermedios se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los Estados Financieros Intermedios de la Sociedad terminados el 30 de junio de 2016, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Estos Estados Financieros Intermedios han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 24 de agosto de 2016. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias</p> <p>Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, están involucradas en actividades con tarifas reguladas, y reconocimiento de importes por diferimiento de saldos de cuentas regulatorias en sus anteriores principios contables generalmente aceptados. Esta norma requiere la presentación por separado de los saldos diferidos de cuentas regulatorias en el estado de situación financiera y los movimientos de los saldos en el estado de resultados integrales.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Enmiendas a NIIF</p>	<p>Fecha de aplicación obligatoria</p>
<p>Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38) - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</p> <p>Modifica la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para exigir a una entidad adquirente de una participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF - Revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</p> <p>Introduce el término "plantas para producir frutos" en el ámbito de la aplicación de la NIC 16 en lugar de la NIC 41, lo que permite este tipo de activos se contabilicen como una propiedad, planta y equipo y medición posterior al reconocimiento inicial sobre la base del costo o revaluación de acuerdo con la NIC 16.</p> <p>La definición de "plantas para producir frutos" como una planta viva que se utiliza en la producción o suministro de productos agrícolas, que se espera tener los productos para más de un punto y tiene un riesgo remoto de que se venden como productos agrícolas.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados. Las enmiendas restablecen el método de la participación como una opción de contabilidad para las Inversiones en Subsidiarias, Negocios Conjuntos y Asociadas en los Estados Financieros separados de una entidad.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1) La iniciativa está compuesta por una serie de proyectos más pequeños que tienen como objetivo estudiar las posibilidades para ver la forma de mejorar la presentación y revelación de principios y requisitos de las normas ya existentes.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión. Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas - Agrega una guía específica para NIIF 5 para los casos en que una entidad tiene que reclasificar un activo disponible para la venta a mantenido para distribuir a los propietarios o viceversa, y en los casos en que la contabilidad de los mantenidos para distribuir se interrumpe.</p> <p>NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar: (con las siguientes modificaciones a la NIIF 1) - Agrega una guía adicional para aclarar si un contrato de presentación de servicios continúa su participación en un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones requeridas. Aclara la aplicabilidad de las enmiendas a NIIF 7 en revelaciones compensatorias a los estados financieros intermedios condensados.</p> <p>NIC 19 Beneficios a los empleados - Aclara que los bonos corporativos de alta calidad empleados en la estimación de la tasa de descuento para los beneficios post-empleo deben estar denominados en la misma moneda que la del beneficio a pagar</p> <p>NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de "en otro lugar del informe intermedio" y requiere una referencia cruzada.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2016</p>

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos estados financieros intermedios, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 9, Instrumentos Financieros</p> <p>NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro.</p> <p>El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura.</p> <p>La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que esta diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p>Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 16, Arrendamientos</p> <p>El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que 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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes"</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos a valor razonable medidos al costo para propósitos tributarios dan origen a diferencias temporarias deducibles independientemente de si el tenedor del instrumento de deuda espera recuperar el valor libros del instrumento de deuda mediante su venta o su uso. - El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras. - Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles. - Una entidad evalúa un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando las leyes tributarias restrinjan la utilización de pérdidas tributarias, una entidad debería evaluar un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo. 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>
<p>Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación.</p> <p>Las enmiendas son parte del proyecto de iniciativa de revelación del IASB e introducen requisitos adicionales de revelación destinados a abordar las preocupaciones de los inversores de que los estados financieros actualmente no permiten entender los flujos de efectivo de la entidad; en particular respecto de la administración de las actividades financieras. Las modificaciones requieren la revelación de información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos procedentes de las actividades financieras.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>
<p>Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)</p> <p>Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. <p>Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.</p>	<p>Fecha de vigencia aplazada indefinidamente</p>
<p>Aclaración a la NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>

La Sociedad no ha aplicado estos pronunciamientos en forma anticipada y se encuentra evaluando los impactos que podrían generar las mencionadas normas y modificaciones en sus estados financieros en el momento de su adopción.

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros intermedios es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros intermedios se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros intermedios y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en estos estados financieros intermedios preparados según lo indicado en nota 2.1.

Los principales supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros intermedios son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada a base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo de efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otro resultado integral del período.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Intermedios comprenden lo siguiente:

- Estados Intermedios de Situación Financiera Clasificados al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015.
- Estados Intermedios de Resultados Integrales por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 y tres meses entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2016 y 2015.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.

- Estados Intermedios de Flujos de Efectivo Método Directo por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.

2.5 Bases de preparación

Los estados financieros intermedios de la Sociedad al 30 de junio de 2016, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

El estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2015, fueron originalmente preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las NIIF, más instrucciones específicas dictadas por la SVS. Estas instrucciones se relacionan directamente con el Oficio Circular N° 856, emitido por la SVS el 17 de octubre de 2014, y que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio. El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó reconocer en el año 2014 un cargo a los resultados acumulados por un importe de M\$339.650, que de acuerdo a NIIF debería haber sido presentado con cargo a resultados de dicho año.

En la re-adopción de las NIIF al 1 de enero de 2016, la Sociedad ha aplicado estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Esta re-adopción de las NIIF no implicó realizar ajustes al estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2015, originalmente emitidos.

2.6 Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, de haberla, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.

2.7 Moneda funcional

La moneda funcional de la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluyen en utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la 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 integral.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2015
	\$	\$	\$
Dólar estadounidense	661,37	710,16	639,04
Unidad de Fomento	26.052,07	25.629,09	24.982,96

2.9 Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.10 Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente, al costo de adquisición o construcción de cada elemento se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.
- El monto activado y la tasa de capitalización es la siguiente:

Costos por préstamos capitalizados	30/06/2016	30/06/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 24)	34.271	24.441
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	2,92%	2,89%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$474.550 por el período terminado al 30 de junio de 2016 y de M\$406.287 por el período terminado al 30 de junio de 2015 (ver nota 21).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenencias que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del período en que se incurren.

La depreciación es determinada, aplicando el método lineal sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas :	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, la Sociedad tiene concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de existir.

2.11.2 Servidumbres

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.11.3 Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.4 Costos de investigación y desarrollo

Durante los períodos presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el período en que ocurren. Tampoco han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el período en que ocurren o dejan de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.12 Deterioro de los activos

La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio de que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, se estima el valor recuperable del activo para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

Si el valor recuperable de un activo o UGE se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del período.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía comprada, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores

estimaciones de la Administración de la Sociedad sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo, se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad tiene políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.13 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.13.1 Activos financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención, y posee la capacidad, de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja, con vencimiento de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican en el pasivo corriente.

2.13.3 Pasivos financieros no derivados

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

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.13.4 Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad.

La evaluación de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realiza con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el estado de situación financiera, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad en forma habitual realiza un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valoración y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.13.5 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.14 Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelayesen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 30 de junio de 2016 el valor de la participación en estas tres sociedades es de M\$149.836 y al 31 de diciembre de 2015 de M\$141.915. (Ver nota 29).

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

2.15 Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o al valor neto de realización si éste es inferior.

2.16 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado de situación financiera y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la Sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

2.16.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libros, al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el estado de resultados integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.16.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.17 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros intermedios, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación, la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.18 Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación.

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes y no corrientes por beneficios a los empleados.

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el período, son cargados a resultados en el período que corresponde.

- **Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio**

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 5,1% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.19 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.20 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. 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 vigencia cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan, dentro del período de medición reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en asociadas, en

las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, de acuerdo a NIC 12.

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la Ley N° 20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado”, dejando de lado la opción de “Régimen de Renta Atribuida”, definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad tributará con el “Régimen Parcialmente Integrado”, el que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

En virtud de lo anterior, la Sociedad han contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.21 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.22 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros Intermedios de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distributable la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el período, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- **Actividades de inversión:** Son las actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el que tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema.
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la empresa relacionada Edelaysen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- Mercado de los grandes clientes:** Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

3.2. Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (entre Los Nogales y Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.
Subtransmisión	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía ("CNE") cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV., mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un

régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Hasta el año pasado, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. A las modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I") y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 ("Ley Corta II"), se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

3.4.2. Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. En ese sentido, los principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para ello deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.4.5. Ley ERNC

En abril de 2008, se publica la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

3.4.6. Ley que crea el Ministerio de Energía

En diciembre de 2009, se publica la Ley N°20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

3.4.7. Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial.

3.4.8. Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N°20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

3.4.9. Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N°20.698 que modifica la Ley N°20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

3.4.10. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N°20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

3.4.11. Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

A mediados de septiembre de 2014, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;
- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

Esta iniciativa se publicó en el Diario Oficial el 29.01.2015, (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía). Cabe destacar que en esta modificación se incluyó una extensión de plazo de la vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), hasta el 31.12.15.

3.4.12. Modificación Estructura Ministerio de Energía

Se publicó en el Diario Oficial el 22.9.2014 la Ley N° 20.776 del Ministerio de Energía, el cual modifica la estructura del Ministerio de Energía, incluyendo la creación de los 9 SEREMIS de Energía en las regiones del país que previamente no tenían.

3.4.13. Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del 2014, en el Congreso permanecía sin tramitación por casi un año el proyecto de Ley conocido como la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

A mediados de mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la “Agenda Energética” mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluye además las metas, objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad y que se encuentran pendientes son los siguientes:

- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica;
- Ley de Eficiencia Energética;
- Ley de Impulso a la Geotermia;
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC;
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

Respecto al primer punto, durante el segundo semestre del 2015 se ha ingresado al Congreso un proyecto de ley, preparado por el Ministerio de Energía, que modifica principalmente la tarificación en transmisión. Los principales cambios en la propuesta son:

- a) Definición funcional de la transmisión: forman parte de la transmisión todas aquellas instalaciones que no estén destinadas a distribución, con independencia de su nivel de tensión.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión, independiente de la demanda. Así, se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico.
- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Cambio en la tasa de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija real anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% real después de impuestos.
- e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

La nueva ley de transmisión se encuentra en plena tramitación en el Congreso Nacional, y se espera publicación para el segundo semestre de 2016.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizaron diversas mesas de trabajo público-privado con el objeto de relevar los temas a considerar por el Ministerio de Energía en el proyecto de ley que enviarán al Congreso durante el 2016.

Otro de los pilares analizados en la Agenda de Energía era lograr precios de energía razonables. Dentro de ese marco, se presentó el “Proyecto de Ley de ETR que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas”. Los objetivos de esta ley son:

- **Reconocimiento de la Generación Local (RGL):** En virtud de esta medida, se establece un descuento en el componente de energía de las tarifas reguladas (no sólo las residenciales) de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Lo anterior tiene el fin de mantener una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- **Equidad Tarifaria Residencial (ETR):** En virtud de esta medida, se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de los clientes regulados residenciales, sólo aportarán al financiamiento aquellos que estén bajo el promedio señalado y que cuenten con un consumo promedio mensual del año calendario anterior superior a 200 kWh, en tanto el ajuste no signifique una tarifa sobre dicho promedio.

Este proyecto de ley se aprobó el 15 de junio del 2016 y se publicó en el Diario Oficial el 22 de Junio del 2016 (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos)

En cuanto al marco regulatorio de los Sistemas Medianos, el Ministerio extendió una invitación a las empresas operadoras de dichos Sistemas, para que durante el 2015 y 2016 participen de las distintas actividades de discusión tendientes a elaborar una propuesta de nueva normativa para ser ingresada al Congreso durante el 2016.

3.4.14. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) Comisión Nacional de Energía (“CNE”):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.
- e) **Panel de Expertos**: Organismo permanente creado para la resolución de conflictos (discrepancias) entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Efectivo en Caja	884.634	1.373.552
Saldo en Bancos	499.701	485.801
Depósitos a corto plazo	-	5.002.333
Otros instrumentos de renta fija	3.255.612	4.503.186
Totales	4.639.947	11.364.872

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos, tales como, fondos mutuos, con vencimiento inferior a 3 meses desde la fecha de inversión, que son tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

- b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Frontel	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	-	5.002.333
Totales			-	5.002.333

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
				30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Frontel	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	-	1.137.275
Frontel	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	785.113
Frontel	Security S.A. Plus Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	2.580.798
Frontel	Itaú Chile Agf Select Serie U	Fondos Mutuos	AA-fm/M1 (cl)	3.255.612	-
Totales				3.255.612	4.503.186

- c) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo, es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	4.613.136	11.328.093
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	26.811	36.779
Totales		4.639.947	11.364.872

5 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	30/06/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	16.812.832	-	20.167.796	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	8.766.793	3.221.957	9.236.004	3.418.126
Totales	25.579.625	3.221.957	29.403.800	3.418.126

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	30/06/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	748.752	-	588.468	-
Otras cuentas por cobrar	853.607	-	819.631	-
Totales	1.602.359	-	1.408.099	-

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	30/06/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	16.064.080	-	19.579.328	-
Otras cuentas por cobrar, neto	7.913.186	3.221.957	8.416.373	3.418.126
Totales	23.977.266	3.221.957	27.995.701	3.418.126

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados o provisionados al 30 de junio 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Facturados	21.911.397	19.942.041
Energía y peajes	13.904.417	12.476.484
Anticipos para importaciones y proveedores	156.503	434.916
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.554.962	1.269.004
Convenios de pagos y créditos por energía	547.551	585.096
Deudores materiales y servicios	1.123.841	913.540
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.195.460	2.819.037
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	297.016	454.266
Otros	1.131.647	989.698
No Facturados o provisionados	2.787.768	8.042.972
Peajes uso de líneas eléctricas	431.798	251.327
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	(4.360.847)	23.953
Energía en medidores (*)	6.837.464	7.416.032
Provisión ingresos por obras	(203.567)	311.450
Otros	82.920	40.210
Otros (Cuenta corriente empleados)	880.460	1.418.787
Totales, Bruto	25.579.625	29.403.800
Provisión deterioro	(1.602.359)	(1.408.099)
Totales, Neto	23.977.266	27.995.701

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Convenios de pagos y créditos	547.551	585.096
Anticipos para importaciones y proveedores	156.503	434.916
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.351.395	1.580.454
Deudores materiales y servicios	1.123.841	913.540
Cuenta corriente al personal	880.460	1.418.787
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.195.460	2.819.037
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	297.016	454.266
Otros deudores	1.214.567	1.029.908
Totales	8.766.793	9.236.004
Provisión deterioro	(853.607)	(819.631)
Totales, Neto	7.913.186	8.416.373

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2016 es de M\$27.199.223 y al 31 de diciembre de 2015 es de M\$31.413.827.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A junio de 2016 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 335 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	310.861	48%
Comercial	13.017	16%
Industrial	2.403	20%
Otros	9.451	16%
Total	335.732	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, entregar al cliente con una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	30/06/2016	31/12/2015
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	10.345.123	9.928.274
Con vencimiento entre tres y seis meses	524.111	237.228
Con vencimiento entre seis y doce meses	83.001	97.198
Con vencimiento mayor a doce meses	9.786	11.889
Totales	10.962.021	10.274.589

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	4%	33%
181 a 270	32%	66%
271 a 360	63%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada.

d) Al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 30/06/2016						Saldo al 31/12/2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	169.724	13.580.124	1.745	267.990	171.469	13.848.114	170.260	17.507.234	1.815	254.069	172.075	17.761.303
Entre 1 y 30 días	86.921	6.537.374	688	128.581	87.609	6.665.955	97.324	6.317.259	639	138.130	97.963	6.455.389
Entre 31 y 60 días	28.536	3.334.818	355	121.598	28.891	3.456.416	30.565	3.094.480	320	167.273	30.885	3.261.753
Entre 61 y 90 días	2.156	249.532	63	12.551	2.219	262.083	2.211	243.283	46	9.885	2.257	253.168
Entre 91 y 120 días	1.399	290.880	39	10.773	1.438	301.653	1.475	118.533	32	2.943	1.507	121.476
Entre 121 y 150 días	880	140.039	23	3.127	903	143.166	926	128.125	27	33.831	953	161.956
Entre 151 y 180 días	697	131.383	18	2.616	715	133.999	876	76.351	28	2.766	904	79.117
Entre 181 y 210 días	591	62.476	20	2.747	611	65.223	676	62.693	14	906	690	63.599
Entre 211 y 250 días	800	113.078	10	994	810	114.072	1.038	89.972	16	3.087	1.054	93.059
Más de 250 días	8.047	1.088.729	349	82.884	8.396	1.171.613	6.812	901.718	318	51.770	7.130	953.488
Totales	299.751	25.528.433	3.310	633.861	303.061	26.162.294	312.163	28.539.648	3.255	664.660	315.418	29.204.308

e) Al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, la cartera en cobranza judicial y protestada es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/06/2016		Saldo al 31/12/2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
	Documentos por cobrar protestados	24	3.672	46
Documentos por cobrar en cobranza judicial	123	362.948	176	322.978
Totales	147	366.620	222	355.599

f) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	1.390.617
Aumentos (disminuciones) del año	265.370
Montos castigados	(247.888)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.408.099
Aumentos (disminuciones) del año	231.442
Montos castigados	(37.182)
Saldo al 30 de junio de 2016	1.602.359

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Provisión cartera no repactada	221.551	95.432
Provisión cartera repactada	9.891	2.796
Castigos del período	(37.182)	(13.385)
Totales	194.260	84.843

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1 Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,3125%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3640%
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0743%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Pérez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros minoritarios	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,047%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

6.2 Saldos y transacciones con empresas relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los préstamos entre sociedades se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Intermedios se han cumplido cabalmente (ver nota 13).

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2016		31/12/2015	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.093.317	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.824	-	4.527	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10.554.530	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	283	-	701	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	12.950	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	28.004	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	475	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	230	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.248	-	1	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	74.887	-	73.334	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	29	-
Totales						11.740.773	-	106.596	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2016		31/12/2015	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Mantenimiento Sistema de	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.267	-	6.716	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.909	-	5.297	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.384	-	29.155	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	17	-	29	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	708.112	-	678.590	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	170.238	-	100.094	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	19.345	-	4.762	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	82.277	-	28.309	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.958	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Arriendo de grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	30.113	-	13.808	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.551	-	2.635	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	2.482.703	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.071.246	-	3.520.035	-
76.024.782-0	Cándor Holding SpA	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	643	-	98	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	1.912	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	1.912	-
Totales						5.590.209	-	4.397.798	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(110.410)	(134.517)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	-	(2.737)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(33.190)	(29.859)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	(8.189)	26.740
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(1.052.172)	(933.378)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	(81.814)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	83.340	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	1.553	1.420
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(3.356)	(47.863)

6.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2016 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 26 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas a los señores: Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García - Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García – Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz - Molina.

Al 30 de junio de 2016 el Directorio está compuesto por los señores: Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García - Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores por concepto de remuneraciones de Directores, son los siguientes:

Director	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	-	1.912
Iván Díaz- Molina	-	1.912
Totales	-	3.824

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2016 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2017.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de junio de 2016 y 2015 son las siguientes:

Director	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	14.972	14.341
Iván Díaz- Molina	14.980	14.341
Totales	29.952	28.682

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con cuatro ejecutivos como empleados directos. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$103.016 al 30 de junio de 2016 y tres ejecutivos al 30 de junio de 2015 de M\$76.295.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

d) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

Al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 no existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

7 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 30 de junio de 2016:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	4.310.839	4.218.439	92.400
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	947.524	910.409	37.115
Totales	5.258.363	5.128.848	129.515

Al 31 de diciembre de 2015:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	4.044.016	3.999.261	44.755
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.029.973	995.055	34.918
Totales	5.073.989	4.994.316	79.673

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$58.832 para el período 2016 y un cargo de M\$37.131 para el período 2015.

Movimiento Provisión	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Provisión del período	58.832	37.131
Aplicaciones a provisión	(8.990)	-
Totales	49.842	37.131

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Materias primas y consumibles utilizados(*)	2.158.238	1.850.293
Otros gastos por naturaleza (**)	491.456	422.545
Totales	2.649.694	2.272.838

(*) Ver nota 20.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de junio de 2016 ascienden a M\$2.038.375 (M\$2.760.438 en 2015) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2016 ascienden a M\$507.102 (M\$483.204 en 2015).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuesto renta por recuperar	466.164	309.641
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	1.337.928	1.337.928
Totales	1.804.092	1.647.569

(1) IVA Crédito fiscal por recuperar relacionado con las devoluciones a clientes generados por los decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuesto a la renta	-	1.428.362
Iva Débito fiscal	1.331.975	1.199.769
Otros	16.803	13.422
Totales	1.348.778	2.641.553

9 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	7.490.621	7.425.684
Servidumbres	7.449.143	7.423.881
Software	41.478	1.803
Activos Intangibles Bruto	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	7.574.689	7.549.427
Servidumbres	7.449.143	7.423.881
Software	125.546	125.546
Amortización Activos Intangibles	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables	(84.068)	(123.743)
Servidumbres	-	-
Software	(84.068)	(123.743)

El detalle y movimientos del activo intangible al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Movimiento periodo 2016		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		7.423.881	1.803	7.425.684
Movimientos	Adiciones	25.262	-	25.262
	Retiros Valor Bruto	-	-	-
	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	50.496	50.496
	Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(10.821)	(10.821)
	Total movimientos	25.262	39.675	64.937
Saldo final al 30 de Junio de 2016		7.449.143	41.478	7.490.621

Movimiento año 2015		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		5.860.501	15.985	5.876.486
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	-	(37.348)	(37.348)
	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	44.962	44.962
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.563.380	-	1.563.380
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(21.796)	(21.796)
	Total movimientos	1.563.380	(14.182)	1.549.198
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015		7.423.881	1.803	7.425.684

Los derechos de servidumbre se presentan a costo adquirido, y a partir de la fecha de transición a costos histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" del Estado de Resultados integrales.

10 Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Rut	Empresa	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

11 Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio del 2016 y al 31 de diciembre de 2015.

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	146.764.525	145.300.749
Terrenos	1.716.592	1.692.072
Edificios	1.753.480	1.741.921
Planta y Equipo	134.078.579	126.789.396
Equipamiento de Tecnologías de la Información	631.206	625.479
Instalaciones Fijas y Accesorios	385.531	408.812
Vehículos de Motor	1.189.508	1.300.055
Construcción en Curso	5.011.813	10.871.441
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.997.816	1.871.573

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	198.026.250	193.382.256
Terrenos	1.716.592	1.692.072
Edificios	2.712.747	2.652.176
Planta y Equipo	182.324.865	172.031.470
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.209.928	1.058.188
Instalaciones Fijas y Accesorios	754.741	739.936
Vehículos de Motor	1.656.458	1.763.151
Construcción en Curso	5.011.813	10.871.441
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.639.106	2.573.822

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(51.261.725)	(48.081.507)
Edificios	(959.267)	(910.255)
Planta y Equipo	(48.246.286)	(45.242.074)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(578.722)	(432.709)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(369.210)	(331.124)
Vehículos de Motor	(466.950)	(463.096)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(641.290)	(702.249)

El movimiento del rubro propiedades, planta y equipo durante el período 2016 y año 2015, es el siguiente:

Movimiento periodo 2016	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	1.692.072	1.741.921	126.789.396	625.479	408.812	1.300.055	10.871.441	1.871.573	145.300.749
Adiciones	558	30.330	4.925.221	171.824	895	4.095	(219.367)	109.054	5.022.610
Retiros Valor Bruto	-	-	(24.989)	(20.822)	-	(131.776)	-	(201.029)	(378.616)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	64.840	(30.423)	-	96.029	-	172.262	302.708
Otros (Activación Otras en Curso)	23.962	30.241	6.180.293	738	13.910	20.988	(6.405.304)	135.172	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(787.130)	-	-	-	765.043	22.087	-
Gastos por depreciación	-	(49.012)	(3.069.052)	(115.590)	(38.086)	(99.883)	-	(111.303)	(3.482.926)
Total movimientos	24.520	11.559	7.289.183	5.727	(23.281)	(110.547)	(5.659.628)	126.243	1.463.776
Saldo final al 30 de Junio de 2016	1.716.592	1.753.480	134.078.579	631.206	385.531	1.189.508	5.011.813	1.997.816	146.764.525

Movimiento año 2015	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	1.530.662	1.726.154	122.853.667	687.548	171.359	1.107.666	14.308.520	1.507.361	143.892.937
Adiciones	-	-	696.711	-	-	2.400	7.634.788	150.265	8.484.164
Retiros Valor Bruto	-	-	(114.942)	(1.798)	(5.671)	(581.599)	-	(38.783)	(742.793)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	593.769	1.787	4.012	420.367	-	10.419	1.030.354
Otros (Activación Obras en Curso)	161.410	338.468	18.089.518	200.660	281.057	561.238	(20.281.204)	648.853	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(246.966)	(8.851.708)	(101.545)	64.021	-	9.209.337	(73.139)	-
Gastos por depreciación	-	(75.735)	(6.477.619)	(161.173)	(105.966)	(210.017)	-	(333.403)	(7.363.913)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	161.410	15.767	3.935.729	(62.069)	237.453	192.389	(3.437.079)	364.212	1.407.812
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	1.692.072	1.741.921	126.789.396	625.479	408.812	1.300.055	10.871.441	1.871.573	145.300.749

La Sociedad ha mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$474.550 al 30 de junio de 2016 y de M\$406.287 al 30 de junio de 2015 (ver nota 21). Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 24)	34.271	24.441
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	2,92%	2,89%

- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1 Impuesto a la renta

- El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los períodos enero-junio de 2016 y enero-junio de 2015 y por el trimestre abril-junio 2016, y abril-junio 2015 es el siguiente:

Gasto por Impuestos a las Ganancias	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016	01/04/2015
	M\$	M\$	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Gasto por impuesto corriente	861.425	1.456.746	491.963	844.283
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	27.417	933	27.417	933
Gasto por impuestos corriente, neto, total	888.842	1.457.679	519.380	845.216
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	975.282	169.265	415.636	(273.051)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	975.282	169.265	415.636	(273.051)
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.864.124	1.626.944	935.016	572.165

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 30/06/2016	01/04/2015 30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(10.526)	(40.027)	7.219	9.684
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(10.526)	(40.027)	7.219	9.684

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos al 30 de junio de 2016 y al 30 de junio de 2015, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 30/06/2016	01/04/2015 30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	8.816.071	8.513.232	4.258.362	3.880.033
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (24% en 2016-22,5% en 2015)	(2.115.857)	(1.915.477)	(1.022.007)	(873.008)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	205.129	79.161	12.231	3.541
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(211.960)	(58.764)	(47.900)	(27.477)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(27.417)	-	(27.417)	-
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	285.981	268.136	150.077	324.779
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	251.733	288.533	86.991	300.843
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.864.124)	(1.626.944)	(935.016)	(572.165)
Tasa impositiva efectiva	21,14%	19,11%	21,96%	14,75%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N° 20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.20 la Sociedad ha contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27% respectivamente.

12.2 Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipo	-	-	3.653.772	2.756.584
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	79.893	101.155	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	405.688	359.066	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	79.718	95.025	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	31.084	19.121	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	267.837	272.259	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	97.817	105.261	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos financieros	-	-	69.206	74.799
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	107.686	226.307	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	18.200	18.161	162.734	198.005
Total Impuestos Diferidos	1.087.923	1.196.355	3.885.712	3.029.388

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 30 de junio de 2016 y al 31 diciembre de 2015, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	972.094	2.684.251
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	207.676	345.137
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	16.585	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.196.355	3.029.388
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(118.958)	856.324
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	10.526	-
Saldo al 30 de junio de 2016	1.087.923	3.885.712

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.

13 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses	30/06/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	7.005.341	-	-	-
Bonos	326.765	64.882.135	324.105	63.817.292
Línea de Crédito	8.888	-	-	-
Totales	7.340.994	64.882.135	324.105	63.817.292

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 30 de junio del 2016, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	30 de junio 2016									
						Corriente			No Corriente						
						Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
									Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	97.006.000-6	CLP	3,27%	Mensual	7.005.341	-	7.005.341	-	-	-	-	-	-	-
Totales						7.005.341	-	7.005.341	-	-	-	-	-	-	-

- c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	30 de junio 2016									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	-	-	-	-	-	-	-	-	25.804.850	25.804.850
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	326.765	-	326.765	9.769.037	9.769.355	9.769.418	9.769.475	-	39.077.285	
Totales					326.765	-	326.765	9.769.037	9.769.355	9.769.418	9.769.475	25.804.850	64.882.135	

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	202.617	-	202.617	-	-	-	-	25.377.031	25.377.031
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	121.488	-	121.488	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	4.805.376	38.440.261
Totales					324.105	-	324.105	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	30.182.407	63.817.292

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de junio 2016								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE G/N°663	UF	3,2%	SIN	-	-	-	-	-	-	-	25.804.850	25.804.850
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE C/N°662	UF	2,5%	SIN	326.765	-	326.765	9.769.037	9.769.355	9.769.418	9.769.475	-	39.077.285
Totales					326.765	-	326.765	9.769.037	9.769.355	9.769.418	9.769.475	25.804.850	64.882.135

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE G/N°663	UF	3,2%	SIN	202.617	-	202.617	-	-	-	-	25.377.031	25.377.031
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE C/N°662	UF	2,5%	SIN	121.488	-	121.488	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	4.805.376	38.440.261
Totales					324.105	-	324.105	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	30.182.407	63.817.292

d) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie C

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 12 de mayo de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie C, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 662.

Con fecha 4 de junio de 2014, la Sociedad colocó un total de 3.000 bonos de la serie C, por un monto total de UF 1.500.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas "Derivados de Cobertura" de Otros

Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2016 este indicador es de 2,54.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la "inflación acumulada". Al 30 de junio de 2016 este indicador es de 19,67.

Al 30 de junio de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas "Derivados de Cobertura" de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre

de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2016 este indicador es de 2,54.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 30 de junio de 2016 este indicador es de 19,67.

Al 30 de junio de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2015, la Sociedad en conjunto con la relacionada Saesa y sus filiales, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con el banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Frontel:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2016 este indicador es de 0,73.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. En el año calendario 2015, la Sociedad distribuyó 924 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 927 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2015 - junio 2016), en 2015 había distribuido 908 GWh por el período julio 2014 y junio 2015. Adicionalmente, en 2016 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2016, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

14 Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad son los siguientes:

14.1 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

14.1.1 Tipo de cambio

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, por ser ésta la moneda en que se realizan parte importante de las transacciones y que tiene mayor proporción en la generación de flujos.

Así, la Sociedad realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas, por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Por otro lado, el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón. Sin embargo, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

14.1.2 Variación UF

Los ingresos de la Sociedad se liquidan en pesos chilenos y más de un 80% está indexado a variaciones de indicadores internos de la economía como la Unidad de Fomento. Estos ingresos (en su mayoría tarifas reguladas) incluyen además en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP (Índice de Precios al Productor) y el tipo de cambio, que tienen menor proporción que la UF. Es decir, la mayor parte del flujo de efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a UF.

En consistencia con lo anterior, la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance. Actualmente, el 90% de la deuda financiera está estructurada en UF.

14.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para el período junio 2016 y junio 2015:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera		Variación % Aumento UF	Efecto en Resultado	
	30/06/2016 (M\$)	30/06/2015 (M\$)		30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Deuda en UF (Bonos)	65.456.940	62.770.756	0,5	162.825	156.144

14.1.3 Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

14.1.4 Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado. Actualmente el 100% de la deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto un en el largo plazo, tal como se muestra en el siguiente cuadro de perfil de vencimientos de capital e interés a junio 2016 y diciembre 2015:

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente					Total 30/06/2016
	Hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.798.023	11.506.866	11.264.136	11.021.406	10.778.674	7.631.673	26.071.080	80.071.858
Préstamos Bancarios	7.040.000	-	-	-	-	-	-	7.040.000
Totales	8.838.023	11.506.866	11.264.136	11.021.406	10.778.674	7.631.673	26.071.080	87.111.858
Porcentualidad	10%	13%	13%	13%	12%	9%	30%	100%

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente					Total 31/12/2015
	Hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.768.830	6.574.284	11.200.648	10.961.856	10.723.073	11.244.937	27.182.603	79.656.231
Porcentualidad	2%	8%	14%	14%	13%	14%	35%	100%

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Saesa). Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Frontel en la actualidad cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados.

A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

La Sociedad, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

14.1.5 Riesgo de Crédito

La Sociedad está expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 6 a) y b) es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega las empresa que entregan este servicio.

También la Sociedad realiza otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la Política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Mayor información se encuentra en Nota 6 de Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a junio de 2016 y diciembre de 2015 se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas, en consistencia con el bajo nivel de riesgo de crédito:

Conceptos	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	130.272.907	126.255.179
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	398.584	265.370
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,31%	0,21%

El riesgo de crédito relacionados con los instrumentos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos u otros) tomados con instituciones financieras, se realizan en instrumentos permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo.

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad (ver Nota 4B, Efectivo y Efectivo Equivalente), con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

14.1.6 Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

Al 30 de junio 2016	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Totales M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	27.199.223	-	27.199.223
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11.740.773	-	11.740.773
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.384.335	3.255.612	4.639.947
Totales	40.324.331	3.255.612	43.579.943

Al 31 de diciembre 2015	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Totales M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	31.413.827	-	31.413.827
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	106.596	-	106.596
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.861.686	4.503.186	11.364.872
Totales	38.382.109	4.503.186	42.885.295

b) Pasivos Financieros

Al 30 de junio 2016	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Totales M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	72.214.241	72.214.241
Otros Pasivos Financieros Corrientes, Línea Crédito	8.888	8.888
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.452.423	13.452.423
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	5.590.209	5.590.209
Totales	91.265.761	91.265.761

Al 31 de diciembre 2015	<i>Préstamos y cuentas por pagar</i> M\$	<i>Totales</i> M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	64.141.397	64.141.397
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16.169.672	16.169.672
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	4.397.798	4.397.798
Totales	84.708.867	84.708.867

14.1.7 Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 30/06/2016	<i>Valor Libro</i> M\$	<i>Valor Justo</i> M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	884.634	884.634
Saldo en Bancos	499.701	499.701
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	23.977.266	23.977.266

Pasivos Financieros - al 30/06/2016	<i>Valor Libro</i> M\$	<i>Valor Justo</i> M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	65.208.900	66.289.764
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.452.423	13.452.423

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

- a) Las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- b) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

- Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

15 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Cuentas por pagar comerciales	11.760.194	14.613.014
Otras cuentas por pagar	1.692.229	1.556.658
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.452.423	16.169.672

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Proveedores por compra de energía	9.276.067	11.841.662
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.484.127	2.771.352
Dividendos por pagar	26.464	34.905
Cuentas por pagar instituciones fiscales	268.804	126.479
Otras cuentas por pagar	1.396.961	1.395.274
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	13.452.423	16.169.672

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	30/06/2016				31/12/2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	1.029.555	10.299.881	430.758	11.760.194	792.862	12.934.464	885.688	14.613.014
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	1.029.555	10.299.881	430.758	11.760.194	792.862	12.934.464	885.688	14.613.014

16 Provisiones

16.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	332.160	395.937
Provisión por beneficios anuales	695.257	1.418.973
Totales	1.027.417	1.814.910

b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	395.937	1.418.973	1.814.910
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	87.822	715.075	802.897
Provisión utilizada	(151.599)	(1.438.791)	(1.590.390)
Total movimientos en provisiones	(63.777)	(723.716)	(787.493)
Saldo final al 30 de junio de 2016	332.160	695.257	1.027.417

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	393.880	1.375.322	1.769.202
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	160.147	1.023.248	1.183.395
Provisión utilizada	(158.090)	(979.597)	(1.137.687)
Total movimientos en provisiones	2.057	43.651	45.708
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	395.937	1.418.973	1.814.910

16.2 Otras provisiones

a) El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		No corriente	
	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Otras provisiones (Multas)	614.416	612.787	-	-
Totales	614.416	612.787	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	612.787
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.629
Total movimientos en provisiones	1.629
Saldo final al 30 de junio de 2016	614.416

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	138.262
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	18.641
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	473.884
Provisión utilizada	(18.000)
Total movimientos en provisiones	474.525
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	612.787

16.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnización por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Indemnización por años de servicio	2.606.563	2.437.845
Totales	2.606.563	2.437.845

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2016 y año 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	2.437.845
Costo por intereses	65.383
Costo del servicio del período	109.960
Pagos en el período	(45.497)
Variación actuarial por experiencia	38.872
Saldo al 30 de junio de 2016	2.606.563

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	2.244.031
Costo por intereses	158.092
Costo del servicio del año	208.064
Pagos en el año	(233.766)
Variación actuarial por cambio de tasa	188.540
Variación actuarial por experiencia	(127.116)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	2.437.845

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Costo por intereses	65.383	64.750
Costo del servicio del período	109.960	101.518
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	175.343	166.268
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	38.872	148.251
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	214.215	314.519

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 30 de junio de 2016 y al 31 diciembre de 2015.

Tasa de descuento (nominal)	5,1%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 30 de junio de 2016, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento/ (disminución) de pasivo	292.580	(244.621)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 30 de junio de 2016, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) /aumento de pasivo	(248.071)	290.815

16.4 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros intermedios, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	2.903.336
FRONTEL	Primer Juzgado civil de Temuco	5829-2013	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL)	Archivada	23.258
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Sendidumbre (Leonelli con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	426.947
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Sendidumbre (Cortés con Frontel)	Pendiente en primera instancia	289.198
FRONTEL	Primer Juzgado Civil de Osorno	2695-2013	Indemnización de perjuicios (Campos con Frontel)	Archivada	26.052
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	747-2013	Indemnización de perjuicios (Serv. Inmobiliaria con Frontel)	Pendiente en primera instancia	652.979
FRONTEL	Juzgado Civil de Angol	C- 479-2014	Impugnación de tasación en indemnización Serv. (Sierra Nevada con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	64.891
FRONTEL	Juzgado Letras de Sta. Bárbara	C-151-2014	Alzamiento de gravamen de hecho (Rikli con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Collipulli	C-12-2015	Indemnización de perjuicios (Reyes y otros con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	11.854
FRONTEL	1° Juzgado de Letras de Ososmo	C-20-2016	Cobro de Pesos (Recursos Humanos con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	6.373
FRONTEL	Juzgado de Letras de Yungay	C-384-2016	Indemnización de Perjuicios (Quintana con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	54.416
FRONTEL	Juzgado de Letras de Carahue	C-155-2015	Indemnización de Perjuicios (Deucaman con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	17.920
FRONTEL	Consumidor (toledo con FRONTEL)	2569-2015	Consumidor (Toledo con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	10° Juzgado Civil de Santiago	C-6537-2016	Lopez y otro con Frontel (Medida Prejudicial)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado Civil Concepción	C-3543-2016	Seguel con Frontel (Exhibición de Documentos)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00081-2013	Reclamación de resolución Tributaria (FRONTEL con SII)	Recurso de Casación en el Fondo, ingresó a la Corte Suprema para su revisión y fallo definitivo.	110.523

Al 30 de junio de 2016, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a

la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

16.4.2 Multas

Al 30 de junio de 2016, las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto Comprometido M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.214
FRONTEL	Res. Ex 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	10.952
FRONTEL	REX11623 de fecha 21.12.2015	SEC	Indices	Pendiente Recurso de Reposición	171.352
FRONTEL	REX11751 de fecha 29.12.2015	SEC	indices	Pendiente Recurso de Reposición	301.452

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros es a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

17. Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros	Corriente		No corriente	
	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	7.734.648	7.933.255	-	-
Otras obras de terceros	1.904.131	1.437.684	-	-
Ingreso anticipado por ventas de peajes	15.667	-	293.751	313.335
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	18.492	16.916
Totales	9.654.446	9.370.939	312.243	330.251

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 el capital social de Frontel asciende a M\$133.737.399. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les

confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

18.1.2 Dividendos

Con fecha 26 de abril de 2016 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0015843819 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

Lo anterior significa un pago total de M\$11.814.672 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 24 de mayo de 2016, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 27 de abril de 2015 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00084823 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014 y un dividendo adicional de \$0,00042574 por acción con cargo a las reservas de las utilidades de ejercicios anteriores.

Lo anterior significó un pago total de M\$9.500.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 27 de mayo de 2015, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año en los estados financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

18.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de las sociedades que presentan diferencias de conversión, netas de impuestos, al 30 de junio de 2016 y al 30 de junio de 2015, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	394	192
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.505	1.182
Totales	1.899	1.374

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la asociada SGA y de STC filial de la asociada STS que tienen moneda funcional dólar.

18.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de junio de 2016 y al 30 de junio de 2015 es la siguiente:

Saldos al 30 de junio de 2016:

	Saldo al 01 de enero de 2016 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a junio de 2016 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 30 de junio de 2016 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	2.750	(851)		-	1.899
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(424)	-	374	-	(50)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(111.338)	-		(28.468)	(139.806)
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	16	-	-	-	16
Totales	12.479.458	(851)	374	(28.468)	12.450.513

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y M\$4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Saldos al 30 de junio de 2015:

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a junio de 2015 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 30 de junio de 2015 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	667	707	-	1.374
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(66.458)	-	(108.305)	(174.763)
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	16	-	-	16
Totales	12.522.679	707	(108.305)	12.415.081

18.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 30 de junio de 2016 y al 30 de junio 2015 son los siguientes:

Saldos al 30 de junio de 2016:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	9.396.895	231.773	9.628.668
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	6.951.947	-	6.951.947
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(8.270.271)	-	(8.270.271)
Provisión dividendo mínimo del período	(2.085.584)	-	(2.085.584)
Saldo final al 30/06/2016	5.992.987	231.773	6.224.760

La utilidad distributable del período enero-junio 2016, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2016, esto es M\$6.951.947.

Saldos al 30 de junio de 2015:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	8.729.049	231.773	8.960.822
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	6.886.288	-	6.886.288
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.602.425)	-	(7.602.425)
Provisión dividendo mínimo del período	(2.065.886)	-	(2.065.886)
Saldo final al 30/06/2015	5.947.026	231.773	6.178.799

La utilidad distributable del período enero-junio 2015, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2015, esto es M\$6.886.288.

18.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

18.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus Accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 13 d).

19. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016	01/04/2015
	M\$	M\$	30/06/2016	30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Venta de Energía	60.394.700	56.864.521	29.460.658	26.655.241
Ventas de energía	60.394.700	56.864.521	29.460.658	26.655.241
Otras Prestaciones y Servicios	1.449.105	1.021.989	749.402	518.099
Apoyos	44.430	35.338	22.298	17.729
Arriendo de medidores	191.591	181.229	94.386	91.054
Cortes y reposición	339.167	218.331	174.264	100.357
Pagos fuera de plazo	770.707	505.749	395.177	266.081
Otros	103.210	81.342	63.277	42.878
Totales Ingresos Ordinarios	61.843.805	57.886.510	30.210.060	27.173.340

Otros Ingresos, por naturaleza	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016	01/04/2015
	M\$	M\$	30/06/2016	30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.466.715	2.109.816	1.135.285	1.342.902
Venta de materiales y equipos	1.000.134	855.535	523.093	405.304
Arrendamientos	207.655	198.552	103.680	97.592
Intereses créditos y préstamos	87.931	52.828	43.084	27.836
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.937.759	1.527.960	1.027.268	767.392
Otros ingresos	594.006	510.076	280.951	343.074
Totales Otros ingresos, por naturaleza	5.294.200	5.254.767	3.113.361	2.984.100

20. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016	01/04/2015
	M\$	M\$	30/06/2016	30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	38.157.386	35.437.916	18.295.800	15.788.785
Compra de materiales	2.158.238	1.850.293	1.100.060	904.241
Totales	40.315.624	37.288.209	19.395.860	16.693.026

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016	01/04/2015
	M\$	M\$	30/06/2016	30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	5.224.738	4.750.020	2.647.444	2.432.692
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	376.879	337.314	329.259	295.015
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	246.386	323.287	131.411	127.286
Activación costo de personal	(474.550)	(406.287)	(250.502)	(223.348)
Totales	5.373.453	5.004.334	2.857.612	2.631.645

22. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 30/06/2016	01/04/2015 30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	3.482.926	3.579.991	1.873.159	1.845.981
Amortizaciones de intangibles	10.821	10.975	10.821	5.448
Totales	3.493.747	3.590.966	1.883.980	1.851.429

23. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 30/06/2016	01/04/2015 30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	2.938.947	2.501.994	1.508.976	1.261.499
Mantención medidores, ciclo comercial	1.742.068	1.538.651	892.069	795.260
Operación vehículos, viajes y viáticos	229.413	217.706	112.937	93.069
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	79.011	28.666	66.143	3.911
Provisiones y castigos	227.337	97.851	49.676	17.996
Gastos de administración	943.566	906.970	540.173	451.735
Otros gastos por naturaleza	1.449.720	1.913.570	896.658	1.213.133
Total Otros Gastos por Naturaleza	7.610.062	7.205.408	4.066.632	3.836.603

24. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 30/06/2016	01/04/2015 30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	264.920	320.081	109.079	170.973
Otros ingresos financieros	91.153	1.420	89.370	726
Total Ingresos Financieros	356.073	321.501	198.449	171.699

Costos Financieros	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 30/06/2016	01/04/2015 30/06/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(5.341)		(5.341)	-
Gastos por bonos	(896.468)	(854.960)	(448.231)	(429.502)
Otros gastos financieros	(19.988)	(149.984)	(19.791)	(92.767)
Activación gastos financieros	34.271	24.441	14.833	9.430
Total Costos Financieros	(887.526)	(980.503)	(458.530)	(512.839)

Resultado por unidades de reajuste	(1.007.913)	(889.878)	(589.471)	(911.087)
Diferencias de cambio	(1.473)	1.411	(316)	3.727
Positivas	-	1.411	-	1.411
Negativas	(1.473)	-	(316)	2.316
Total Costo Financiero	(1.896.912)	(1.868.970)	(1.048.317)	(1.420.199)

Total Resultado Financiero	(1.540.839)	(1.547.469)	(849.868)	(1.248.500)
-----------------------------------	--------------------	--------------------	------------------	--------------------

25. Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por NIIF 8, Información financiera por segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

26. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/06/2016 M\$	30/06/2015 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	8.854	4.344
Asesorías medioambientales	Costo	16	3.407
Gestión de residuos	Costo	546	25
Otros gastos medioambientales	Costo	301	311
Proyectos de inversión	Inversión	24.850	35.506
Totales		34.567	43.593

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

27. Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 30 de junio de 2016 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Moneda	Valor Garantía	2016	2017	2018
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.739.603	2.396.034	2.248.143	95.426
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.310.820	652.993	1.739.400	918.428
Municipalidad de Alto Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-	-
Municipalidad de Tucapel	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	25.496	-	-	25.496
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.555	-	7.555	-
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	141.619	104.469	37.150	-
Director Regional de Vialidad Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	130.417	94.387	36.030	-
Ilustre Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	48.816	48.816	-	-
Totales					8.404.826	3.297.199	4.068.278	1.039.350

28. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de junio de 2016, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$775.667 (M\$324.416 en 2015).

29. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 30/06/2016 %	Saldo al 01/01/2016 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 30/06/2016 M\$	Utilidad no realizada 30/06/2016 M\$	Total 30/06/2016 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	120.074	6.078	(1.824)	4.462	128.790	-	128.790
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.667	942	(283)	(1.635)	15.691	-	15.691
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	5.174	828	(230)	(417)	5.355	-	5.355
Totales			141.915	7.848	(2.337)	2.410	149.836	-	149.836

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2015 %	Saldo al 01/01/2015 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2015 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2015 M\$	Total 31/12/2015 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	104.638	15.091	(4.527)	4.872	120.074	-	120.074
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.713	2.336	(701)	(1.681)	16.667	-	16.667
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.391	(609)	-	(2.608)	5.174	-	5.174
Totales			129.742	16.818	(5.228)	583	141.915	-	141.915

30. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos Bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente al 30/06/2016 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 30/06/2016 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	CLP	3,27%	7.040.000	-	7.040.000	-	-	-	-	-	-
Totales			7.040.000	-	7.040.000	-	-	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente al 30/06/2016 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 30/06/2016 M\$
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	3,27%	3,27%	7.040.000	-	7.040.000	-	-	-	-	-	-
Totales								7.040.000	-	7.040.000	-	-	-	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente al 30/06/2016 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 30/06/2016 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	2,50%	-	970.921	970.921	10.679.765	10.437.035	10.194.305	9.951.573	-	41.262.678
Chile	UF	3,20%	413.551	413.551	827.102	827.101	827.101	827.101	827.101	33.702.753	37.011.157
Totales			413.551	1.384.472	1.798.023	11.506.866	11.264.136	11.021.406	10.778.674	33.702.753	78.273.835

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2015 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 31/12/2015 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	2,50%	-	955.158	955.158	5.760.612	10.386.976	10.148.184	9.909.401	4.865.145	41.070.318
Chile	UF	3,20%	406.836	406.836	813.672	813.672	813.672	813.672	813.672	33.562.395	36.817.083
Totales			406.836	1.361.994	1.768.830	6.574.284	11.200.648	10.961.856	10.723.073	38.427.540	77.887.401

- Individualización de bonos

											30 de junio 2016						
RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 30/06/2016	
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 30/06/2016	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE CN°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	970.921	970.921	10.679.765	10.437.035	10.194.305	9.951.573	-	41.262.678	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	413.551	413.551	827.102	827.101	827.101	827.101	827.101	33.702.753	37.011.157	
Totales								413.551	1.384.472	1.798.023	11.506.866	11.264.136	11.021.406	10.778.674	33.702.753	78.273.835	

											31 de diciembre 2015						
RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2015	
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2015	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE CN°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	955.158	955.158	5.760.612	10.386.976	10.148.184	9.909.401	4.865.145	41.070.318	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	406.836	406.836	813.672	813.672	813.672	813.672	813.672	33.562.395	36.817.083	
Totales								406.836	1.361.994	1.768.830	6.574.284	11.200.648	10.961.856	10.723.073	38.427.540	77.887.401	

31. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	26.811	36.779
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	447.259	611.262
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	230	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			474.300	648.041
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.325.557	1.304.432
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			1.325.557	1.304.432
TOTAL ACTIVOS			1.799.857	1.952.473
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	326.765	324.105
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.482.703	3.824
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			2.809.468	327.929
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	64.882.135	63.817.292
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			64.882.135	63.817.292
TOTAL PASIVOS			67.691.603	64.145.221

32. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de julio de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.