Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Al 30 de septiembre de 2015

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	sep-15 MM$	dic-14 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	189.802	228.123	(38.321)	(17%)
Activos No Corrientes	896.794	839.492	57.302	7%
Total Activos	**1.086.596**	**1.067.615**	**18.981**	**2%**
Pasivos Corrientes	134.381	149.324	(14.943)	(10%)
Pasivos No Corrientes	552.263	535.093	17.170	3%
Patrimonio	399.952	383.198	16.754	4%
Total Pasivos y Patrimonio	**1.086.596**	**1.067.615**	**18.981**	**2%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$18.981 respecto de diciembre 2014, explicado por una disminución en los Activos Corrientes (MM$38.321) y un aumento en los Activos No Corrientes (MM$57.302).

La variación negativa de los Activos Corrientes, se explica por:

a) Disminución en Efectivo y Equivalentes al Efectivo (MM$32.700), principalmente por amortización de deuda financiera de la Sociedad y filiales, pago de dividendos e Inversiones en activo fijos; compensado parcialmente con ingresos operacionales neto.

b) Disminución en las Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM$12.507), principalmente por la aplicación de decretos tarifarios emitidos en 2015, que instruyeron los cobros retroactivos (años 2011 a 2013) en la tarifa del cliente final (estos montos ya habían sido reconocidos como una cuenta por cobrar al cierre de 2014 en consistencia con decretos y cálculos a esa fecha emitidos) y disminución de cuentas por cobrar relacionadas con obras FNDR.

Lo anterior, compensado parcialmente por:

a) Aumento en Inventarios Corrientes (MM$1.915), por incremento en el stock de materiales destinados a mantención y obras de ampliación del Sistema Eléctrico y existencias para ventas al detalle de productos y servicios.

b) Aumento en Activos por Impuestos Corrientes (MM$5.503), por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filial Sistema de Transmisión del Norte (STN), producto de inversiones en líneas de Transmisión, que comenzarán a generar ingresos en 2016 y por mayor IVA por recuperar en filial Frontel, debido a solicitud administrativa al SII (en virtud de normativa tributaria vigente) por la emisión de documentos tributarios (notas de crédito) por menor cobro a clientes finales relacionado con la publicación de decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

La variación positiva de los Activos No Corrientes se explica principalmente por:

a) Aumento en Activos Intangibles Distinto de la Plusvalía (MM$18.547), por incorporación de servidumbres en filiales STC (adquirida en marzo de 2015), STS y Frontel.

b) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM$39.181), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, Plantas y Equipos.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$2.227 respecto de diciembre de 2014, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM$14.943 y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM$17.170.

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

a) Disminución en Otros Pasivos Financieros (MM$1.384), principalmente por amortización de deuda financiera en la Sociedad y filiales; compensado parcialmente con intereses devengados en el periodo e incremento del derivado de moneda tomado por las filiales STN y STC (cuya moneda funcional es dólar) con el fin de cubrir una parte importante del contrato de construcción de sus activos, que está indexado a UF.

b) Disminución de Cuentas por Pagar Comerciales y Otras cuentas por Pagar (MM$5.179), principalmente por reliquidaciones con empresas de generación.

c) Disminución en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM$6.724), por pago de servicios a relacionada Alumini Ingeniería Ltda (accionista minoritario de la filial STN), pago de préstamo en cuenta corriente a Inversiones Grupo Saesa Ltda.; compensado parcialmente con la mayor provisión de dividendo mínimo a esta última.

d) Disminución en Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM$1.291), por pago de beneficios anuales.

e) Disminución en Otros Pasivos No Financieros (MM$2.185), principalmente por imputación de costos (avance en construcción) de obras FNDR y de terceros.

Todo lo anterior, compensado parcialmente con un aumento en Otras Provisiones (MM$1.166) y Pasivos por impuesto corrientes de MM$655.

El aumento de los Pasivos No Corrientes, se explica por

a) Aumento en Otros Pasivos Financieros (MM$10.596), por actualización de capital de bonos, compensado parcialmente con el traspaso al Corriente de cuota de capital de los bonos Serie I en filial Saesa.

b) Aumento en Pasivo por Impuestos Diferidos (MM$2.178), debido a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

c) Aumento en Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados (MM$1.325), por mayor provisión de Indemnización por Años de Servicio (IAS), originada principalmente por la utilización de una tasa de descuento menor respecto de diciembre 2014 (2,86% a 2,04%), para el cálculo actuarial.

d) Aumento en Otros Pasivos No Financieros (MM$3.070), por el reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$16.754 respecto de diciembre de 2014, principalmente por el resultado del periodo (MM$13.040), ajuste de conversión de las filial SGA, STN, STC, Sagesa y relacionadas Eletrans S.A y Eletrans II S.A. (MM$5.108), participación no controladora correspondiente al aporte de Eléctrica Puntilla S.A. al proyecto STC (MM$11.654); compensado parcialmente por pago de dividendo 2015 neto de provisión (MM$7.150), provisión de dividendo mínimo (MM$3.825), efecto de pérdidas actuariales (MM$537) por cambio en la tasa de descuento de 2,86% a 2,04% real y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y filiales STN y STC (MM$1.040).

Principales Indicadores:

		Unidad	sep-15	dic-14	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,4	1,5	(7,5%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,3	1,4	(9,9%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	1,7	1,8	(3,9%)
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	4,1	4,4	(6,1%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	19,6%	21,8%	(10,3%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	80,4%	78,2%	2,9%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	59.394	45.054	31,8%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,7	3,1	53,6%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	77	118	(34,9%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	97	90	8,5%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	85.263	80.358	6,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	4,44%	3,31%	34,2%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	1,61%	1,28%	26,5%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	10,91%	11,11%	(1,8%)
	Utilidad por acción (14)	$	178,15	173,35	2,8%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total}^{**}}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \text{X} \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{dias acum. año}} \right)$$

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \text{X } 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \text{ x } 1{,}19} \right) \text{X } 360$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{X Resultado Bruto de la explotación}^{*}}{\left((\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right)}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	sep-15 MM$	sep-14 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	342.303	304.792	37.511	12%
Materias primas y consumibles utilizados	(218.232)	(192.269)	(25.963)	14%
Margen de contribución	**124.071**	**112.523**	**11.548**	**10%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(19.691)	(17.694)	(1.997)	11%
Otros gastos por naturaleza	(39.875)	(35.228)	(4.647)	13%
Resultado bruto de explotación	**64.505**	**59.601**	**4.904**	**8%**
Gasto por Depreciación y Amortización	(18.857)	(15.940)	(2.917)	18%
Resultado de explotación	**45.648**	**43.661**	**1.987**	**5%**
Resultado Financiero	(23.206)	(25.843)	2.637	(10%)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(2.883)	(1.615)	(1.268)	79%
Otras Ganancias (Pérdidas)	70	(75)	145	(193%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	19.629	16.128	3.501	22%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(6.589)	(4.516)	(2.073)	46%
Ganancia (Përdida)	**13.040**	**11.612**	**1.428**	**12%**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	12.752	11.323	1.429	13%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	**288**	**289**	**(1)**	**(0%)**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto al mismo periodo del año anterior, en MM$1.987, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM$11.548 debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM$7.003) por incremento en venta de energía (3,8%) y disminución en el índice de pérdidas de energía.

- Mayores ingresos de Subtransmisión (MM$2.566), principalmente por mayor uso de las redes (mayor energía) por parte de las distribuidoras y puesta en servicio de nuevas instalaciones de subtransmisión en 2015.

- Mayor margen de Generación en filial Sagesa (MM$1.099), por mayor venta de energía en centrales SIC y central Coronel, respecto del mismo periodo del año anterior.

Lo anterior, compensado por:

a) Mayores Gastos del Personal (MM$1.997), por incremento de dotación, indexación de IPC y aumento de Indemnización por Años de Servicio (IAS).

b) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM$4.647), asociado a mayores costos en:

- Operación y Mantención Sistema Eléctrico, debido a mayores costos por emergencias climáticas versus el mismo periodo del año anterior.

- Sistema Generación, por incremento de gastos en mantenimiento de centrales.

- Administración, principalmente en asesoría para nuevos proyectos.

- Contratistas que participan en las actividades comerciales de distribución (lectura de medidores, reparto de boletas, corte y reposición de suministro y otros).

c) Mayor Gasto por Depreciación y Amortización (MM$2.917), por mayores inversiones y correspondiente puesta en servicio.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación positiva de MM$2.637 con respecto al año anterior, por:

- Aumento de los Resultados (mayores ingresos) por Diferencia de cambio (MM$3.466), originado por crédito en cuenta corrientes en dólares de Saesa a sus filiales STN y STC (que tienen moneda funcional dólar), y actualización de las cuentas monetarias en pesos de las empresas con moneda funcional dólar.

- Aumento de los Resultados por Ingresos Financieros (MM$1.216) por mayor disponibilidad de caja en el periodo, versus el año anterior.

Lo anterior, compensado parcialmente con mayor Costo Financiero (MM$2.227), producto de intereses devengados de mayores obligaciones con el público, versus el mismo periodo del año anterior.

3) Mayor pérdida en participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación por (MM$1.268), correspondiente a las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. que se encuentran en etapa de construcción de su activo relevante, por lo que no generan ingresos a la fecha. Este valor negativo se relaciona con la evolución de un derivado de flujo de caja tomado por Eletrans (moneda funcional dólar) para fijar en dólares los pagos en UF del contrato de construcción de la línea de transmisión de esa empresa.

4) Mayor Gasto por impuesto a las Ganancias (MM$2.073), por mayor utilidad respecto al mismo periodo del año anterior e incremento en la tasa impositiva producto de reforma tributaria publicada en septiembre 2014.

5) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$13.040 lo que implicó un aumento de MM$1.428 respecto del mismo periodo del año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	sep-15 MM$	sep-14 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	61.142	37.516	23.626	63%
de la Inversión	(62.973)	(34.451)	(28.522)	83%
de Financiación	(31.144)	(7.683)	(23.461)	305%
Flujo neto del período	**(32.975)**	**(4.618)**	**(28.357)**	**614%**
Variación en la tasa de cambio	276	(11)	287	(2609%)
Incremento (disminución)	**(32.699)**	**(4.629)**	**(28.070)**	**606%**
Saldo Inicial	80.304	30.713	49.591	161%
Saldo Final	**47.605**	**26.084**	**21.521**	**83%**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$47.605.

La variación negativa del flujo neto del período respecto del mismo periodo del año anterior, se explica principalmente por:

1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en actividades de operación, principalmente por mayores cobros de venta, producto de cobro retroactivo (tarifas de venta de años 2011-2013) de reliquidaciones a clientes finales (que se realizarán en un tiempo de 12 meses aprox.) y que corresponden a decretos de subtransmisión; compensado parcialmente con mayor pago de proveedores, impuesto a las ganancias por incremento en la tasa de Pago Provisional Mensual (PPM).

2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por actividades de Inversión originado, principalmente por mayores compras de propiedades, planta y equipos.

3) Mayor flujo negativo de efectivo por actividades de Financiación, por mayor pago de intereses Series I, J, O y L en filial Saesa, Serie G en filial Frontel y Serie D, E y H en Eléctricas y mayor pago de préstamos relacionados. Además en Junio del año pasado, se colocó el bono Serie C en filial Frontel originando un flujo positivo en ese periodo.

IV. Mercados en que Participa

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y grupos generadores diesel con una potencia instalada de 119,14 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión, corresponden principalmente al transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

V. Principales Riesgos

1) Riesgo de Negocio (Regulatorio)

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional de Energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía que comercializa SGA por una parte por la compra de la producción de la filial SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma

económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y SAGESA venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentaron los resultados de los estudios se realizaron durante el 15 y 16 de enero 2015.

El 6 de febrero de 2015 las empresas de distribución, transmisión, generación y grandes clientes enviaron observaciones a los estudios de subtransmisión. A la fecha, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Fijación de tarifas de trasmisión troncal

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y más específicamente, en la instancia de revisión al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N° 390 del 31 de Julio de 2015, ella realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial se SAESA, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser calificadas como de Transmisión Troncal. El Informe Técnico fue discrepado ante el Honorable Panel de Expertos, y actualmente se está a la espera del dictamen del Panel, para que finalmente la CNE evacue el Informe con los valores definitivos.

f) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de

transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01" y "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02", respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto de 2014, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre de 2014 la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizará en octubre 2015.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

g) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

2) Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, 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 de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan 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 y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad y sus filiales.

Para algunas operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, éstas contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

Si bien 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, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

Las filiales SAGESA, SGA, STN y STC tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 3,7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de SAGESA presentan un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$ 228.767, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$75.211, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de STN presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$ 18.479, abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de STC presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$ 8.144, abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos de la Sociedad y sus filiales, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad y sus filiales mantienen deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente 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 de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M$1.937.014 al 30 de septiembre de 2015.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen flujos futuros indexados fuertemente al dólar (según contratos de adjudicación) y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las Sociedades han tomado Cross Currency Swaps con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M$
STN	15/10/2014	859,5	21.785.652
STC	30/03/2015	642,9	16.295.012

2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 97% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M$74.437 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija y variable, es la siguiente:

	30/09/2015	30/09/2014
Tasa Interés Variable	3%	4%
Tasa Interés Fija	97%	96%

2.4) Riesgo 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.

El 100% de 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 ni en el largo plazo.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa y las filiales Saesa y Frontel. 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 de la Grupo.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, 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 y sus filiales, 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.

2.5) Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad operacional de la Sociedad y sus filiales, 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 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).

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 cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días).

Otro aspecto importante que establece la Ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales 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.

Para medir el riesgo de incobrabilidad 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	1%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	65%	66%
361 o más	100%	100%

En algunos casos especiales (clientes importantes o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad y sus filiales, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros 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, 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.

VI. *V*alor Libro y Valor Económico de los Activos

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (periodo en que se espera utilizar).

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables, que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la UGE a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del periodo.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento, tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.