



TRANSELEC S.A. Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 30 DE JUNIO DE 2013

INTRODUCCION

Durante el primer semestre del año 2013, Transelec S.A. y filiales obtuvieron una utilidad neta de MM\$39.810 (MM\$30.117 en igual período de 2012), que corresponde a un aumento de 32,2% con respecto al mismo semestre del año anterior. Los ingresos de explotación fueron MM\$108.772, que representan un aumento de 0,9% al compararlos con los ingresos registrados en 2012 (MM\$107.763). El EBITDA del periodo fue MM\$95.982, con un margen EBITDA sobre ingresos de 88,2% (78,5% en igual período de 2012), debido principalmente a menores costos y mayores ingresos fuera de explotación. Por su parte, el resultado fuera de explotación y los impuestos del periodo correspondieron a un cargo de MM\$14.803 (MM\$26.206 en 2012) y MM\$11.119 (MM\$4.780 en 2012), respectivamente. La disminución de la pérdida por resultados fuera de explotación se explica fundamentalmente por el resultado por unidades de reajuste durante el primer semestre de 2013 MM\$119, concepto que durante igual período de 2012 correspondió a una pérdida de MM\$11.463.

El 3 de mayo de 2013, Transelec S.A. colocó bonos en el mercado local, de la serie Q, por la suma de UF 3,1 millones. Dichos bonos se colocaron a 29,5 años plazo y con una tasa de carátula de 3,95%.

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 30 de junio de 2013 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), y que corresponde a la adopción integral, explícita y sin reservas de la referida norma internacional. Las cifras de este Análisis Razonado están expresadas en millones de pesos chilenos (MM\$), dado que el peso corresponde a la moneda funcional de Transelec S.A.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2013 MM\$	Junio 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Ingresos de Explotación	108.772	107.763	0,9%
Venta de Peajes	105.148	99.353	5,8%
Trabajos y Servicios	3.624	8.410	-56,9%
Costos de Explotación	-36.093	-41.365	-12,7%
Costos Fijos	-13.161	-18.660	-29,5%
Depreciación	-22.932	-22.705	1,0%
Gastos Administración y Ventas	-6.947	-5.294	31,2%
Costos Fijos	-5.943	-5.081	17,0%
Depreciación	-1.004	-213	371,5%
Resultado de Explotación	65.732	61.103	7,6%
Ingresos Financieros por leasing	0	0	-
Otros Ingresos Financieros	5.170	2.712	90,6%
Costos Financieros	-22.869	-18.191	25,7%
Diferencias de cambio	-3.299	200	-1748,4%
Resultado por unidades de reajuste	-119	-11.463	-99,0%
Otras Ganancias	6.314	536	1078,1%
Resultado Fuera de Explotación	-14.803	-26.206	-43,5%
Resultado Antes Impuesto Renta	50.929	34.897	45,9%
Impuesto a la Renta	-11.119	-4.780	132,6%
Utilidad del Periodo	39.810	30.117	32,2%
EBITDA	95.982	84.557	13,5%

EBITDA=Utilidad del Periodo+abs(Impuesto a la Renta)+abs(Depreciación)+abs(Resultado Fuera de Explotación)+abs(Otras Ganancias)+Intereses financieros por Leasing.



a) Resultado de la Explotación

Durante el primer semestre de 2013, los ingresos de explotación alcanzaron a MM\$108.772 (MM\$107.763 en 2012), aumentando en un 0,9%. Cabe señalar que los ingresos de explotación provienen principalmente de la comercialización de la capacidad de transmisión de las instalaciones, pero además incluyen ventas de servicios relacionados con la actividad principal. Durante el periodo del año 2013 se brindaron servicios de ingeniería y otros servicios que ascienden a un 3,3% del total de los ingresos de explotación; en igual periodo del año 2012 esos otros servicios ascendieron a un 7,8% de los ingresos totales.

Los costos de explotación durante el periodo en análisis fueron MM\$36.093 (MM\$41.365 en 2012). Esta reducción con el periodo de comparación se debe principalmente a estudios medio ambientales realizados durante el primer semestre del 2012. Los costos de explotación provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones y porcentualmente se desglosan en un 63,5% por la depreciación de los bienes del activo fijo (54,9% en 2012), en tanto que el restante 36,5% (45,1% en 2012) corresponde a costo de personal, de suministros y de servicios contratados.

Los gastos de administración y ventas fueron MM\$6.947 (MM\$5.294 a igual fecha en 2012) y están conformados principalmente en un 85,5% (96,0% en 2012) por gasto de personal y trabajos, suministros y servicios contratados y en un 14,5% por depreciación (4% en 2012). El aumento en los gastos de administración y ventas se debe principalmente la depreciación Transam debido a una reclasificación de activos.

b) Resultado fuera de la explotación

El resultado fuera de explotación del mismo periodo impactó negativamente la utilidad neta en MM\$14.803 (MM\$26.206 en 2012) y fue generado, entre otros, por el resultado de los costos financieros, que ascendieron a MM\$22.869 (MM\$18.191 en primer semestre 2012), debido principalmente a los préstamos de corto plazo obtenidos mediante el Revolving Credit Facility y a la colocación de los bonos serie Q.

Por otra parte, la pérdida por resultado por unidades de reajuste fueron MM\$119, esto es 99% menor a la del periodo de comparación (MM\$11.463), debido a variación en el valor de la Unidad de Fomento (UF). Esta variación corresponde al 0.1% para el presente periodo y 1.5% para el periodo en comparación. Otras ganancias alcanzaron un monto de MM\$6.314, generadas por pago de seguro por terremoto, exceso de provisiones de costos y ajuste en el precio de venta por VI definitivo de Caserones.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

El aumento del activo no corriente entre junio 2013 y diciembre de 2012 se debe a un aumento de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas, principalmente a Transelec Holdings Rentas Ltda. El aumento en los pasivos se debe principalmente al aumento en los pasivos no corrientes generados principalmente por los créditos bancarios y bonos serie Q.



CONCEPTOS	Junio 2013 MM\$	Diciembre 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Activos corrientes	195.323	189.399	3,1%
Activos no corrientes	1.902.874	1.808.124	5,2%
Total Activos	2.098.196	1.997.524	5,0%
Pasivos corrientes	175.658	178.059	-1,3%
Pasivos no corrientes	1.019.975	942.493	8,2%
Patrimonio	902.563	876.971	2,9%
Total pasivos y patrimonio	2.098.196	1.997.524	5,0%

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Junio 2013 MM\$	Diciembre 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Terrenos	21.199	20.983	1,0%
Construcción y obras de infraestruct.	950.462	930.526	2,1%
Maquinarias y equipos	470.256	458.330	2,6%
Otros activos fijos	4.788	4.468	7,2%
Depreciación	-276.709	-254.764	8,6%
Total	1.169.996	1.159.544	0,9%

DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Junio 2013	Diciembre 2012
Bono Serie C	UF	3,50%	Fija	1-Sep-16	6,0	6,0
Bono Serie D	UF	4,25%	Fija	15-Dec-27	13,5	13,5
Bono Serie E	UF	3,90%	Fija	1-Aug-14	3,3	3,3
Bono Serie F	CLP	5,70%	Fija	1-Aug-14	33.600,0	33.600,0
Bono Serie H	UF	4,80%	Fija	1-Aug-31	3,0	3,0
Bono Serie I	UF	3,50%	Fija	1-Sep-14	1,5	1,5
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	1-Sep-31	1,6	1,6
Bono Serie L	UF	3,65%	Fija	15-Dec-15	2,5	2,5
Bono Serie M	UF	4,05%	Fija	15-Jun-32	3,4	3,4
Bono Serie N	UF	3,95%	Fija	15-Dec-38	3,0	3,0
Bono Serie Q	UF	3,95%	Fija		3,1	-
Revolving Credit Facility	USD	2,76%	Flotante		205,0	120,0
Portigon Westlb	USD	1,77%	Flotante	10-Oct-23	22,1	23,1

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Junio 2013 MM\$	Junio 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	47.076	53.654	-12%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-158.170	-37.351	323%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	98.523	-33.789	-392%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	-12.571	-17.486	-28%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del periodo	37.956	64.212	-41%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo final	25.385	46.726	-46%

En el primer semestre de 2013, el flujo procedente de las actividades de la operación alcanzó MM\$ 47.076 (MM\$ 53.654 en igual período de 2012).

Durante el mismo periodo, las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo negativo por un monto de MM\$158.170, originado fundamentalmente por préstamo a entidades relacionadas (MM\$96.410), inversiones en activo fijo (MM\$35.710) y al pago de IVA de Caserones (MM\$17.047). Para el periodo de comparación del año 2012, el flujo por actividades de inversión fue negativo por un monto de MM\$37.351, debido a la incorporación neta de activos fijos.

Durante el mismo periodo, el flujo neto positivo originado por actividades de financiamiento fue de MM\$98.253, debido al importe procedente de préstamos de largo y corto plazo por montos de MM\$ 70.843 y MM\$ 120.824 respectivamente, compensado parcialmente por pago de préstamos y pago de dividendos.

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 30 de junio de 2013 ascendió a MM\$25.385 considerando un saldo inicial de MM\$37.956. Al 30 de junio de 2012 el saldo final de efectivo y efectivo equivalente ascendió a MM\$46.725, considerando un saldo inicial de MM\$64.212.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 30 de junio de 2013 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito (Revolving Credit Facility):

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi y DnB NOR	US\$250.000.000	9/5/2015	Capital de trabajo

4. INDICADORES

Bonos	Covenant	Límite	Junio	Diciembre	Status
			2013	2012	
Todas las series locales	Test de Distribución (**)	FNO/Costo Financiero > 1,5	4,77	5,30	OK
	Deuda Total/Capitalización Total (***)	< 0,7	0,55	0,53	OK
	Patrimonio mínimo (en miles de UF)	> UF 15.000 miles	40,59	39,49	OK

(*) FNO= Flujo de Efectivo procedente de las actividades de operación, más el valor absoluto de los Costos Financieros, más el valor absoluto del Gasto por Impuesto a las Ganancias.

(**) Este es sólo un Test para poder distribuir pagos restringidos, tales como dividendos.

(***) Patrimonio= Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora más la Amortización Acumulada de la Plusvalía. Se deja constancia que la Amortización Acumulada de la Plusvalía entre el 30 de junio de 2006 y el 30 de junio de 2013 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Junio 2013	Diciembre 2012	Variación 2013/2012
*Índices a junio se presentan anualizados			
Rentabilidad			
Rentabilidad del patrimonio *	8,82%	7,04%	25,3%
Rentabilidad del activo *	3,79%	3,09%	22,7%
Rentabilidad activos operacionales *	6,01%	4,70%	27,9%
Ganancia por acción (\$) *	79.620,8	61.749,3	28,9%
Liquidez y endeudamiento			
Liquidez corriente	1,11	1,06	4,7%
Razón ácida	1,11	1,06	4,5%
Pasivo exigible/Patrimonio	1,32	1,28	3,1%
% Deuda corto plazo	14,69	15,89	-7,5%
% Deuda largo plazo	85,31	84,11	1,4%
Cobertura de gastos financieros	4,20	4,65	-9,7%

5. EL MERCADO

Transelec S.A. desarrolla sus actividades en el mercado de la electricidad, en el cual se distinguen tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector generación de energía eléctrica comprende a las empresas que se dedican a la generación de electricidad, la que posteriormente será usada a lo largo del país por los consumidores finales. El sector distribución tiene como misión llevar la electricidad hasta el lugar físico en donde cada uno de los consumidores finales hará uso de esa electricidad. Finalmente, el sector transmisión tiene como objetivo básico el transporte de la electricidad desde el lugar de su producción (en las centrales eléctricas), hasta los "puntos de entrada" de las redes de las empresas distribuidoras o de los grandes consumidores finales.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la comercialización de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de calidad establecidos. El sistema de transmisión de Transelec S.A. y su filial, que se extiende entre la ciudad de Arica y la Isla de Chiloé, incluye una participación mayoritaria de las líneas y subestaciones de transmisión eléctrica troncal del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Este sistema de transmisión transporta la electricidad que llega a las zonas donde habita aproximadamente el 99% de la población de Chile. La Compañía es dueña de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, de aproximadamente el 51% de las líneas de 220 kV y del 86% de las líneas de 154 kV.

El marco legal que rige el negocio de la transmisión eléctrica en Chile está contenido en el DFL N°4/2006, que fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1/1982) y sus posteriores modificaciones, que incluye la Ley 19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004, la ley 20.018 (Ley Corta II), publicada el 19 de mayo de 2005 y la ley 20.257 (Generación con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), publicada el 1 de abril de 2008. Estas normas se complementan con el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos de 1997 (Decreto Supremo N° 327/1997 del Ministerio de Minería) y sus respectivas modificaciones, el Reglamento que establece la Estructura, Funcionamiento, y Financiamiento de los Centros de Despacho de Carga (Decreto Supremo N° 291/2007), el Reglamento de Servicios Complementarios de 2012 (Decreto Supremo N°130 del Ministerio de Energía) y además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (R.M.EXTA N°40 del 16 de mayo de 2005) y sus modificaciones posteriores.

La Ley 19.940, denominada también Ley Corta I, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 en materias referentes a la actividad de la transmisión de electricidad y estableció la subdivisión de la red de transmisión en tres tipos de sistemas: transmisión troncal,



subtransmisión y transmisión adicional. También establece que el transporte de electricidad - tanto por sistemas de transmisión troncal como por subtransmisión- tiene carácter de servicio público y se encuentra sometido a la aplicación de tarifas reguladas.

Finalmente, la Ley 19.940 contempla que el nuevo régimen de pago por el uso de las instalaciones troncales rige a partir del 13 de marzo de 2004 y determina un periodo transitorio que estuvo vigente hasta la dictación del primer decreto de transmisión troncal. De este modo, durante los años 2004, 2005, 2006 y 2007, la recaudación y el pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal se realizaron en forma provisional y reliquidable conforme las normas legales y reglamentarias vigentes hasta antes de la publicación de la Ley Corta I.

Con fecha 15 de enero de 2008 se publicó el Decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción N° 207 que fija los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), más el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de las instalaciones troncales, para el periodo que se inicia el 14 de marzo de 2004 y hasta el 31 de diciembre de 2010 y las fórmulas de indexación aplicables en dicho periodo. Las nuevas tarifas del sistema de transmisión troncal se comenzaron a aplicar a partir del mes de abril de 2008, efectuándose durante el mismo año la reliquidación de los ingresos troncales por el periodo 13 de marzo 2004 hasta el 31 de diciembre de 2007. La determinación de las instalaciones troncales y su Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), se actualiza cada cuatro años mediante la realización de un estudio licitado internacionalmente. Durante el año 2010 se desarrolló el segundo Estudio de Transmisión Troncal, que permitió determinar las tarifas y las fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2011-2014.

El Decreto N°61 del Ministerio de Energía publicado el 17 de Noviembre de 2011 contiene las tarifas que serán aplicables, con efecto retroactivo, a partir del 01 de enero de 2011. Durante el año 2012 y 2013 se han venido aplicando las nuevas tarifas y en particular el proceso de reliquidación correspondiente al año 2011 fue publicado en marzo y abril de 2012 para el SING y SIC, respectivamente. En el caso del SIC, la reliquidación 2011 fue modificada posteriormente en septiembre de 2012 de acuerdo a lo dispuesto en el Dictamen N°2-2012 del Panel de Expertos.

Por su parte, el Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que tarifica las instalaciones de subtransmisión, fue publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009, las nuevas tarifas comenzaron a regir a contar del 14 de enero de 2009, y su vigencia es hasta el 31 de diciembre de 2010. Las nuevas tarifas de subtransmisión que regirán por el periodo noviembre 2010 – octubre 2014 serán fijadas por el Ministerio de Energía basadas en estudios de valorización de las instalaciones de subtransmisión, estudios que comenzaron durante el año 2010. El 9 de abril de 2013 se publicó en el diario oficial el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía en el que se fijan las tarifas de subtransmisión para el citado periodo enero 2011 – diciembre 2014. La diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero 2011 hasta la fecha de publicación de este decreto serán reliquidadadas por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto N°14.

6. FACTORES DE RIESGO DE MERCADO

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, la Sociedad no está expuesta a riesgos significativos al desarrollar su negocio principal. Sin embargo, es apropiado mencionar y considerar los siguientes factores de riesgo:

6.1.- Marco Regulatorio

Las tarifas de transmisión eléctrica están fijadas por ley e incluyen reajustes a fin de garantizar una rentabilidad real anual al operador. La naturaleza de la industria permite que los ingresos



de los transmisores sean estables en el tiempo. Adicionalmente, éstos se complementan con los ingresos obtenidos gracias a la existencia de contratos privados con grandes clientes.

Sin embargo, el hecho de que estas tarifas se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión Troncal, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos atractivas en términos de las inversiones incurridas.

No se puede garantizar que otros cambios regulatorios no afecten negativamente a la Compañía, ya sea que afecten a ésta o bien de manera perjudicial a sus clientes o acreedores, comprometiendo así los ingresos de Transelec.

6.2.- Riesgos Operativos

Sin perjuicio que la Administración estima que Transelec mantiene una adecuada cobertura de riesgos, de acuerdo a las prácticas de la industria, no es posible asegurar que la cobertura de las pólizas de seguros será suficiente para cubrir ciertos riesgos operativos a los que se encuentra expuesta Transelec, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos. Cualquiera de estos eventos podría afectar los Estados Financieros de la empresa.

6.3.- Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales

Las operaciones de Transelec en Chile están sujetas a la Ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente ("Ley Ambiental"), promulgada en el año 1994. De acuerdo a su reciente modificación, a través de la Ley 20.417 publicada en el Diario Oficial el 26.01.2010, se creó, entre otras materias, una nueva malla institucional compuesta por: (i) el Ministerio del Medio Ambiente; (ii) el Consejo de Ministros para Sustentabilidad; (iii) el Servicio de Evaluación Ambiental; y (iv) la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), instituciones que están a cargo de la regulación, evaluación y fiscalización de las actividades que son susceptibles de generar impactos ambientales. Estas nuevas instituciones, remplazaron a la Comisión Nacional del Medio Ambiente ("CONAMA") y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente, y se encuentran totalmente operativas a través de la promulgación de un actualizado Reglamento, que está en su etapa de revisión por parte de la Contraloría General de la Republica.

Cabe señalar que el 28 de junio de 2012, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.600 que crea los Tribunales Ambientales, último paso para que la SMA pudiese comenzar a aplicar en plenitud sus facultades de fiscalización y sanción. Así, el 28 de diciembre con la implementación de los Tribunales Ambientales (Segundo Tribunal Ambiental con sede en Santiago) la SMA asume en plenitud el seguimiento y fiscalización de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) entre otras materias.

Sin perjuicio que Transelec cumpla con los requisitos ambientales de la ley ambiental, no es posible asegurar que estas presentaciones (EIA o DIA) ante la autoridad ambiental serán aprobados por las autoridades gubernamentales, ni que la posible oposición pública no generará demoras o modificaciones en los proyectos propuestos, ni tampoco que las leyes y reglamentos no cambiarán o serán interpretados en un sentido que pueda afectar adversamente las operaciones y planes de la empresa, puesto que la nueva institucionalidad recién está en marcha.

6.4.- Demoras en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión

El éxito del programa de Ampliaciones y Nuevas Obras de la red de transmisión troncal dependerá de numerosos factores, incluyendo costo y disponibilidad de financiamiento. Aunque Transelec posee experiencia en proyectos de construcción de gran escala, la construcción de nuevas instalaciones podría verse negativamente afectada por factores que comúnmente están asociados con los proyectos incluyendo demoras en la obtención de las autorizaciones reglamentarias; escasez de equipo, materiales o mano de obra, etc. Cualquiera de los factores



descritos podría causar demoras en la conclusión parcial o total del programa de inversión de capital, como también aumentar los costos para los proyectos contemplados.

6.5.- Cambios Tecnológicos

La remuneración de las inversiones que Transelec realiza en instalaciones de transmisión eléctrica se obtiene a través de una anualidad de la valorización de las instalaciones existentes (AVI), valorización que se realiza cada cuatro años a precios de mercado vigentes. Si hubiese importantes avances tecnológicos en los equipos que conforman las instalaciones de Transelec, dicha valorización podría verse disminuida, lo que, a la vez, impediría recuperar parte de las inversiones realizadas.

6.6.- Riesgo Cambiario

La exposición al riesgo de diferencia de cambio de Transelec tiene los siguientes orígenes:

- Sus filiales tienen ingresos denominados en dólares.
- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (adjudicación de contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene contratos forwards de venta de dólares para cubrir el riesgo de ingresos futuros denominados en dólares. Además Transelec mantiene un forward con su matriz, esto le permite financiar los activos denominados en dólares de su filial.

La exposición al riesgo de tipo de cambio es gestionada a través de una política que contempla cubrir totalmente la exposición neta de balance, la que se realiza a través de diversos instrumentos tales como: posiciones en dólares, contratos forward y cross currency swaps.

Los importes de activos y pasivos denominados en dólares y en pesos chilenos, en los periodos indicados a continuación, son los siguientes:

En millones de pesos	Junio 2013		Diciembre 2012	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	162.600	160.862	75.916	102.918
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	0	37.428	0	31.389
Peso chileno	1.934.560	1.035.388	1.878.852	974.211

(*) Los polinomios de indexación de los ingresos de la compañía se deben aplicar temporalmente de tal manera que, en el corto plazo, difieren de la indexación de largo plazo. Con el fin que la indexación de corto plazo sea consistente con la indexación de largo plazo, la compañía, en forma periódica (cada seis meses) vende un porcentaje de sus ingresos semestrales fijados en dólares, mediante forwards de protección de ingresos. Estos forward son considerados como cobertura de los ingresos y, por lo tanto, sus cambios de valor, mientras no se realizan, son registrados en Otras Reservas del Patrimonio. Una vez realizados se clasifican en resultado operacional.



TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2013 (\$)	Último día 2013 (\$)	Promedio 2012 (\$)	Último día 2012 (\$)
Enero	472,67	471,4	501,34	488,75
Febrero	472,34	473,3	481,49	476,27
Marzo	472,48	472,54	485,40	487,44
Abril	472,14	471,54	486,00	484,87
Mayo	479,58	492,8	497,09	519,69
Junio	502,89	503,86	505,63	501,84
Promedio del periodo	478,68	480,91	492,83	493,14

Las fórmulas de indexación de aplicación semestral incorporadas en los contratos de peajes y en las tarifas de subtransmisión, así como las de aplicación mensual para los ingresos troncales regulados, permiten reflejar las variaciones del valor de las instalaciones y de los costos de operación, de mantenimiento y de administración. En general, esas fórmulas de indexación contemplan las variaciones en los precios internacionales de los equipos, los precios de los materiales y de la mano de obra nacional.

6.7.- Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad de transmisión de electricidad, este riesgo es históricamente muy limitado en la industria dado la naturaleza de negocio de los clientes de la Compañía y el corto plazo de cobro a los clientes, hace que no acumulen montos muy significativos.

Al 30 de junio de 2013, la Compañía posee tres clientes que representan individualmente más de un 10% de los ingresos totales. El importe reconocido en ingresos por dichos clientes durante el primer semestre de 2013 asciende a MM\$ 52.188, MM\$ 16.069 y MM\$ 11.893 respectivamente. La suma del importe de estos tres principales clientes corresponde a un 73,7% del total de los ingresos de la compañía. En el mismo periodo de 2012, la compañía la poseía tres clientes que individualmente superaba el 10% de los ingresos totales, cuyos montos ascendieron a MM\$55.897, MM\$20.318 y MM\$14.592, con un porcentaje del total de los ingresos, igual a 84,4%.

Los peajes e ingresos tarifarios que estas empresas deben pagar por el uso del sistema de transmisión generarán gran parte del flujo de caja futuro de Transelec y un cambio sustancial en sus bienes, condición financiera y/o resultados operacionales podría afectar negativamente a la Sociedad. En el año 2011 se ha observado problemas de insolvencia puntual de algunos de los integrantes del CDEC-SIC.

Respecto al riesgo crediticio asociado a los activos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos de renta fija y pactos) mantenidos por la empresa, la política de Tesorería establece límites a la exposición a una institución en particular, límite que depende de la clasificación de riesgo y capital de cada institución. Adicionalmente, en el caso de inversiones en fondos mutuos, sólo califican aquellos que tienen clasificación de riesgo.

6.8.- Riesgo de liquidez

Riesgo de liquidez es el riesgo que la empresa no pueda satisfacer una demanda de dinero en efectivo o el pago de una deuda al vencimiento. El riesgo de liquidez incluye también el riesgo de no poder liquidar activos en forma oportuna a un precio razonable.

- a) Riesgo asociado a la gestión de la Sociedad



Para garantizar que Transelec es capaz de reaccionar a las oportunidades de inversión rápidamente así como pagar sus obligaciones en las fechas de vencimiento aparte de sus disponibilidades de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, dispone de líneas de crédito comprometidas del tipo revolving para efectos de capital de trabajo por US\$ 250 millones equivalentes a MM\$ 126.790. A la fecha, esta línea se ha utilizado por un monto de US\$205 millones equivalente a MM\$ 103.968 y se espera que sea renovada a su vencimiento. Esta línea de crédito comprometida fue contratada con fecha 9 de julio de 2012, y fue otorgada por un periodo de 3 años por un sindicato de bancos conformados por Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi y DnB NOR.

La Compañía está expuesta a los riesgos asociados a su endeudamiento, incluyendo el riesgo de refinanciamiento de la deuda a su vencimiento.

Estos riesgos se atenúan mediante el uso de deuda a largo plazo y de la estructura de sus vencimientos extendida en el tiempo.

En la siguiente tabla se detallan las amortizaciones de capital a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al cierre de junio de 2013 y al 31 de diciembre de 2012.

En millones de Pesos	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total
30 de junio de 2013	104.962	202.668	139.834	5.039	630.961	1.083.464
31 de diciembre de 2012	57.640	200.293	137.045	-	559.598	954.576

b) Riesgo asociado a la reliquidación de ingresos tarifarios del sistema de transmisión troncal

En virtud del DFL N°4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en sus artículos números 81, 101, 104 y 106, y disposiciones complementarias, Transelec tiene derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales del sistema troncal que se produzcan en cada período. Para que Transelec recaude su remuneración establecida en el inciso primero, artículo N°101 del referido DFL N°4/20.018, reliquida mensualmente los ingresos tarifarios percibidos en forma provisional de conformidad a los cuadros de pagos preparados por el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) respectivo, mediante el cobro o pago a las diferentes empresas propietarias de medios de generación.

La Sociedad podría enfrentar el riesgo de no recaudar oportunamente los ingresos de parte de algunas de las empresas propietarias de medios de generación establecidos en los cuadros de pago del CDEC, lo que puede transitoriamente afectar la situación de liquidez de la Sociedad. En este sentido, y en opinión de la Sociedad, la labor que realiza Transelec respecto de la referida recaudación no consiste en la gestión de cobro de lo suyo, sino que en la mera recaudación y traspaso a terceros de excedentes y déficit valorizados que le son absolutamente ajenos, con excepción de los ingresos tarifarios esperados.

6.9.- Riesgo de tasas de interés

Cambios significativos en los valores justos y flujos de efectivo futuros de instrumentos financieros, que pueden ser atribuibles directamente a los riesgos de tasa de interés, incluyen cambios en el ingreso neto de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja se determinan con referencia a tipos de interés variable y a cambios en el valor de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja son de naturaleza fija.

Los activos de la Compañía son principalmente activos fijos e intangibles y de larga duración. En consecuencia, los pasivos financieros que se utilizan para financiarlos consisten principalmente en pasivos de largo plazo a tasa fija. Las deudas se registran en el balance a su costo amortizado.



El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo financiero producto de fluctuaciones en las tasas de interés reduciendo la volatilidad de la cuenta de resultados.

Gran parte de la deuda de la Compañía al 30 de junio de 2013 y toda la deuda al 31 de diciembre de 2012 fue a tasa fija. Sin embargo, hay que destacar que, en el caso de la deuda indexada a la unidad de fomento, existen potenciales impactos de la variación de la inflación sobre el gasto financiero de la Compañía.