



TRANSELEC S.A. Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE MARZO DE 2014

INTRODUCCION

Durante el primer trimestre del año 2014, Transelec S.A. y filiales obtuvieron una utilidad neta de MM\$13.361 (MM\$20.741 en igual período de 2013), que corresponde a una disminución de 35,6% con respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a una mayor pérdida en el resultado fuera de explotación (MM\$25.400 en 2014 y MM\$8.452 en 2013), que a su vez se explica fundamentalmente por mayores pérdidas debido a diferencias de cambio (MM\$4.711 en 2014 y MM\$161 en 2013) y al resultado por unidades de reajuste (MM\$11.167 en 2014 y MM\$1.075 en 2013). Esta mayor pérdida por el resultado fuera de explotación, se ve parcialmente compensada por un mayor resultado de explotación (MM\$40.624 en 2014 y MM\$34.873 en 2013) y un menor impuesto a la renta (MM\$1.864 en 2014 y MM\$5.680 en 2013).

Durante el primer trimestre de 2014, la compañía operó MUS\$93,5 de nuevas instalaciones, que corresponden a: i) MMUS\$38,8 por la puesta en servicio de tres ampliaciones troncales y ii) la adquisición de la línea perteneciente al Sistema de Transmisión Troncal, "Maitencillo-Cardones 2x220 kV" a la empresa Guacolda S.A. con un VI de MUS\$54,7. Lo anterior permitió obtener un EBITDA* de MM\$52.307, un 7,7% superior a igual período 2013 (MM\$48.563), con un margen EBITDA sobre ingresos de 85,4% (87,9% en 2013).

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 31 de marzo del 2014 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	Marzo 2014 MM\$	Marzo 2013 MM\$	Variación 2014/2013 %
Ingresos de Explotación	61.278	55.236	10,9%
Venta de Peajes	60.080	53.468	12,4%
Trabajos y Servicios	1.198	1.769	-32,3%
Costos de Explotación	-17.282	-17.653	-2,1%
Costos Fijos	-6.501	-6.116	6,3%
Depreciación	-10.781	-11.537	-6,6%
Gastos Administración y Ventas	-3.372	-2.710	24,4%
Costos Fijos	-3.190	-2.579	23,7%
Depreciación	-182	-131	38,6%
Resultado de Explotación	40.624	34.873	16,5%
Otros Ingresos Financieros (*)	2.892	1.311	120,6%
Costos Financieros	-13.134	-10.549	24,5%
Diferencias de cambio	-4.711	-161	2828,1%
Resultado por unidades de reajuste	-11.167	-1.075	938,5%
Otras Ganancias	720	2.022	-64,4%
Resultado Fuera de Explotación	-25.400	-8.452	200,5%
Resultado Antes Impuesto Renta	15.224	26.421	-42,4%
Impuesto a la Renta	-1.864	-5.680	-67,2%
Utilidad del Período	13.361	20.741	-35,6%
EBITDA	52.307	48.563	7,7%

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

(*) Para efectos de presentación comparable, en esta tabla se han reclasificado para los saldos de 2013 MM\$978 desde Otros Ingresos Financieros a Venta de Peajes. Esta reclasificación se explica porque dichos montos corresponden al ingreso operacional percibido por contratos de leasing.

a) Resultado de la Explotación

Durante el primer trimestre de 2014, los ingresos de explotación alcanzaron a MM\$61.278 aumentando en un 10,9% respecto al mismo período de 2013 (MM\$55.236). Este aumento está principalmente explicado por un mayor ingreso por Venta de Peajes que a marzo de 2014 alcanzó MM\$60.080, un 12,4% mayor en comparación al mismo período del 2013 (MM\$53.468). Este aumento, es a su vez explicado principalmente por las puestas en servicio de nuevos proyectos que aportaron MM\$4.287 de ingresos adicionales, incluyendo MM\$570 por la adquisición de la Línea Maitencillo - Cardones a Guacolda S.A., y por efectos macroeconómicos (caída en los indexadores y aumento del tipo de cambio) que generaron mayores ingresos por MM\$4.128. Ajustes tarifarios retroactivos referidos a subtransmisión tienen un impacto negativo de MM\$807 en la venta de peajes, además de MM\$953 de menores ingresos derivados de hedges de cobertura por tipo de cambio. Por otro lado, los mayores ingresos por venta de peajes se vieron parcialmente compensados por menores ingresos derivados de servicios de ingeniería a terceros, los que a marzo de 2014 ascendieron a MM\$1.198 y a marzo de 2013 a MM\$1.769, de los cuales MM\$241 corresponden a Energía Austral. Durante el primer trimestre de 2014 estos servicios de ingeniería ascendieron a un 2,0% del total de los ingresos de explotación (comparados con un 3,2% del total de ingresos de explotación durante el mismo período en 2013).

Los costos de explotación durante el periodo en análisis fueron MM\$17.282 (MM\$17.653 en 2013), que provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones y porcentualmente se desglosan en un 62,4% por la depreciación de los bienes del activo fijo (65,4% en 2013). Esta reducción en depreciación se explica principalmente debido a una reestimación de la vida útil de los activos fijos realizada durante el último trimestre del 2013. En tanto, el 37,6% restante (34,6% en 2013) corresponde a costo de personal, de suministros y de servicios contratados. Esta disminución en la depreciación es parcialmente compensada por un aumento de 6,3% en los costos fijos, que se explica principalmente por un aumento en los costos de personal, que a marzo de 2014 alcanzaron MM\$2.931, un 11,1% mayor a los alcanzados a marzo de 2013 (MM2.638).

Los gastos de administración y ventas alcanzaron MM\$3.372 (MM\$2.710 a igual fecha en 2013) y están conformados principalmente en un 94,6% (95,2% en 2013) por gasto de personal y trabajos, suministros y servicios contratados y en un 5,4% por depreciación (4,8% en 2013). El aumento en los gastos de administración y ventas se debe principalmente a que a marzo de 2014 se han hecho provisiones que a diferencia del 2013, estas fueron realizadas al final del año.

b) Resultado fuera de la explotación

El resultado fuera de explotación del primer trimestre del año 2014 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$25.400 (MM\$8.452 en 2013) y fue generado, principalmente, por mayores pérdidas en el resultado por unidades de reajuste (MM\$11.167) y en las diferencias de cambio (MM\$4.711), y por el aumento de los costos financieros que ascendieron a MM\$13.134, comparados con los MM\$10.549 en el mismo período de 2013. Estos mayores costos financieros provienen principalmente de la colocación de los bonos Serie Q y la serie Senior Notes emitidos el 3 de mayo y 23 de julio de 2013 respectivamente. Los intereses pagados por estos pasivos ascienden a un total de MM\$2.733 durante los primeros 3 meses del 2014, además de MM\$267 de costo adicional asociado a la base existente de bonos en UF y CLP. Este aumento se ve parcialmente compensado por menor costo en los intereses bancarios devengados (MM\$456), principalmente explicados por el uso de la Revolving Credit Facility (RCF) y las Líneas de Crédito No comprometidas (LCNC) en 2013, que al 31 de marzo de 2014 no registran movimientos.



La pérdida en el resultado por unidades de reajuste de MM\$11.167 un 938,5% mayor a la pérdida del periodo de comparación en 2013 (MM\$1.075), debido a una mayor variación en la Unidad de Fomento (UF). Esta variación corresponde al 1,3% para el presente período y 0,1% para el periodo en comparación.

La pérdida por diferencias de cambio de MM\$4.711, un 2.828,1% mayor a la pérdida del periodo de comparación en 2013 (MM\$161), se debe principalmente al alza en el tipo de cambio, que comparando los primeros trimestres del 2014 y 2013 presenta un 16,8% de variación, provocando un impacto negativo de MM\$7.971 en el bono Senior Notes, emitido en julio de 2013. Por otro lado, al 31 de marzo de 2013 se realizaron pagos por el uso de la RCF (pagada en su totalidad en junio de 2013) que generaron ganancias por MM\$1.402 por diferencias de cambio. Este impacto negativo, se ve parcialmente compensado por diferencias de cambio en las cuentas por cobrar a empresas relacionadas (MM\$4.847).

Por otra parte, los ingresos financieros que a marzo de 2014 alcanzaron un monto de MM\$2.892 (MM\$1.311 al mismo periodo del 2013) se explican principalmente por mayores intereses bancarios ganados (MM\$1.054) y por un incremento en los intereses devengados a entidades relacionadas (MM\$493), donde se incluye el nuevo préstamo de MMUS\$150, realizado el 26 de diciembre de 2013, que generó un devengo de intereses por MM\$235 (MUS\$424).

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La disminución del activo corriente entre marzo de 2014 y diciembre de 2013 se debe principalmente a una disminución en los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar. El aumento en los activos no corrientes se debe principalmente a un aumento de los activos intangibles distintos de la plusvalía, principalmente servidumbres, y a un aumento en los activos fijos producto de la puesta en servicio de tres proyectos de ampliación troncal y a la adquisición de la Línea Maitencillo - Cardones a Guacolda S.A durante el primer trimestre del 2014.

El aumento en los pasivos se debe principalmente al aumento en los pasivos no corrientes, mayormente generado por un incremento en las obligaciones con el público y otras obligaciones financieras, y por un aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas, principalmente a Transelec Holding Rentas Ltda.

CONCEPTOS	Marzo 2014 MM\$	Diciembre 2013 MM\$	Variación 2014/2013 %
Activos corrientes	207.771	209.451	-0,8%
Activos no corrientes	2.005.414	1.969.931	1,8%
Total Activos	2.213.185	2.179.381	1,6%
Pasivos corrientes	235.187	248.839	-5,5%
Pasivos no corrientes	1.077.180	1.043.447	3,2%
Patrimonio	900.818	887.096	1,5%
Total Pasivos y Patrimonio	2.213.185	2.179.383	1,6%

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Marzo 2014 MM\$	Diciembre 2013 MM\$	Variación 2014/2013 %
Terrenos	19.899	19.777	0,6%
Construcción y obras de infraestruct.	965.308	938.651	2,8%
Obras en curso	77.522	89.680	-13,6%
Maquinarias y equipos	521.781	498.519	4,7%
Otros activos fijos	4.501	4.260	5,7%
Depreciación	-307.364	-295.511	4,0%
Total	1.281.647	1.255.377	2,1%

DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Marzo 2014	Diciembre 2013
Bono Serie C	UF	3,50%	Fija	01-sep-16	6,0	6,0
Bono Serie D	UF	4,25%	Fija	15-dic-27	13,5	13,5
Bono Serie E	UF	3,90%	Fija	01-ago-14	3,3	3,3
Bono Serie F	CLP	5,70%	Fija	01-ago-14	33.600,0	33.600,0
Bono Serie H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,0	3,0
Bono Serie I	UF	3,50%	Fija	01-sep-14	1,5	1,5
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sep-31	1,6	1,6
Bono Serie L	UF	3,65%	Fija	15-dic-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-dic-38	3,0	3,0
Bono Serie Q	UF	3,95%	Fija	15-oct-42	3,1	-
Senior Notes	USD	4,63%	Fija	26-jul-23	300,0	-
Revolving Credit Facility	USD	2,76%	Flotante		-	120,0
Huepil Loan	USD	1,88%	Flotante	10-oct-23	20,7	21,2

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Marzo 2014 MM\$	Marzo 2013 MM\$	Variación 2014/2013 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	47.738	17.113	179%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-47.160	-133.991	-65%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-284	116.432	-100%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	293	-446	-166%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del período	52.422	37.956	38%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo final	52.715	37.510	41%

A marzo de 2014, el flujo procedente de las actividades de la operación alcanzó MM\$47.738 (MM\$17.113 en igual período de 2013), lo que representa un aumento del 179%, principalmente explicado por un mayor monto cobrado procedente de la venta de bienes y prestación de servicios y un menor monto pagado a proveedores por el suministro de bienes y servicios que a marzo de 2014 alcanzaron MM\$97.994 y MM\$31.982 respectivamente, en comparación a los MM\$71.035 cobrados y a los MM\$46.351 pagados a igual período de 2013. Esto se vio parcialmente compensado por un menor monto en otros cobros por actividades de operación que a marzo de



2013 alcanzaron MM\$1.411 en comparación con el mismo período de 2013 donde se cobraron MM\$8.218.

Durante el mismo periodo, las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo negativo por un monto de MM\$47.160 (MM\$133.991 en igual período de 2013), explicado fundamentalmente por préstamos a entidades relacionadas y a otros pagos por activos de inversión, que a marzo de 2014 no registraron movimientos en comparación a los MM\$94.672 y MM\$17.047 respectivamente, registrados al mismo período de 2013. Por otra parte, a marzo de 2014 se registra un aumento en los flujos utilizados en compras de propiedades, planta y equipo, que a marzo de 2014 alcanzaron MM\$50.174 en comparación con los MM\$18.738 registrados a igual período de 2013.

Durante el mismo periodo, el flujo neto negativo originado por actividades de financiamiento fue de MM\$284 (MM\$116.432 positivo en igual período de 2013), que a marzo de 2014, corresponde únicamente al pago de préstamos (MM\$219 a marzo de 2013). Por otro lado, a marzo de 2014, el importe procedente de préstamos no registró movimientos, mientras que al mismo período de 2013 se registraron MM\$116.432.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 31 de marzo de 2014 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility):

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi y DnB NOR	US\$250.000.000	09-07-2015	Capital de trabajo

4. INDICADORES

Bonos	Covenant	Limite	Marzo	Diciembre
			2014	2013
Todas las series locales	Test de Distribución (**)	FNO/Costo Financiero > 1,5	4,46	4,09
	Deuda Total/Capitalización Total (***)	< 0,7	0,57	0,57
	Patrimonio mínimo (en millones de UF)	> UF15.000 miles	39,22	39,13

(*) 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 31 de marzo de 2014 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Marzo 2014	Diciembre 2013	Variación 2014/2013
*Índices a junio se presentan anualizados			
Rentabilidad			
Rentabilidad del patrimonio *	5,93%	7,28%	-18,5%
Rentabilidad del activo *	2,41%	2,96%	-18,6%
Rentabilidad activos operacionales *	3,69%	4,57%	-19,3%
Ganancia por acción (\$) *	53.442,3	64.607,4	-17,3%
Liquidez y endeudamiento			
Liquidez corriente	0,88	0,84	4,8%
Razón ácida	0,88	0,84	5,0%
Pasivo exigible/Patrimonio	1,46	1,46	0,0%
% Deuda corto plazo	17,92	19,26	-6,9%
% Deuda largo plazo	82,08	80,74	1,7%
Cobertura de gastos financieros	3,98	3,74	6,3%

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 seguridad y calidad establecidos. El sistema de transmisión de Transelec S.A. y su filial, que se extiende entre la región de Arica y Parinacota, y hasta la región de Los Lagos, 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). Estos sistemas de transmisión transportan la electricidad que llega a las zonas donde habita el 98,5% 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, la ley 20.257 (Generación con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), publicada el 1 de abril de 2008, la ley 20.701 (Procedimiento para otorgar Concesiones Eléctricas), publicada el 14 de octubre de 2013, y la ley 20.698 (Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), publicada el 22 de octubre de 2013 y la Ley 20.726 (que promueve la interconexión de sistemas eléctricos independientes), publicada el 7 de febrero de 2014. 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 y al régimen de acceso abierto.

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 período 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 período 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 período. 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 período 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. 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 período 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 y en los estudios de Subtransmisión, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos atractivas en términos de las inversiones incurridas.

Dado que tanto los sistemas de transmisión troncal y los de subtransmisión están sometidos al régimen de acceso abierto irrestricto, tal como provee la ley que regula nuestra industria, existe el riesgo que la autoridad intente extender dicho acceso no sólo a la conexión a la red – conexión de un paño a las barra de una subestación – sino además a un acceso físico a instalaciones de transmisión, es decir obligar al transmisor propietario de dichas instalaciones a compartir activos o espacios al interior de algunas subestaciones. Lo mismo podría suceder con los sistemas adicionales que están sometidos al régimen de acceso abierto cuando dichas instalaciones hacen uso de servidumbres o bienes nacionales de uso público en su trazado y tienen capacidad técnica disponible.

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, reemplazaron 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 República.

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 (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene contratos forwards de venta de dólares para cubrir el riesgo de parte de ingresos futuros indexados a dólares estadounidense. Además Transelec mantiene un forward con su matriz, esto le permite financiar los activos denominados en dólares de sus filiales.

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 períodos indicados a continuación, son los siguientes:



En millones de pesos	Marzo 2014		Diciembre 2013	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	195.011	200.354	218.691	217.254
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	-	19.181	-	36.513
Peso chileno	2.010.930	2.016.272	1.958.392	1.072.254

(*) Los polinomios de indexación de los ingresos de la compañía contienen fórmulas de fijación de estos ingresos 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 ingresos. Estos forward son considerados como cobertura de flujos de caja y, por lo tanto, sus cambios de valor, mientras no se realizan, son registrados en Otros resultados integrales.

TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2014 (\$)	Último día 2014 (\$)	Promedio 2013 (\$)	Último día 2013 (\$)
Enero	537,03	553,84	472,67	471,44
Febrero	554,41	559,38	472,34	472,96
Marzo	563,84	551,18	472,48	472,03
Promedio del periodo	551,76	554,80	472,50	472,14

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 31 de marzo de 2014, la Compañía posee cuatro clientes que representan individualmente entre un 7% y un 52% de los ingresos totales. Estos son Grupo Endesa (MM\$31.662), Grupo Colbún (MM\$8.984), Grupo AES Gener (MM\$7.513) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM\$4.112) y. La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 85,3% del total de los ingresos de la compañía. En el mismo periodo de 2013, la compañía poseía igual estructura de clientes que individualmente representaban entre 7% y el 48% de los ingresos totales, cuyos montos ascendieron a MM\$25.729, MM\$5.460, MM\$5.935 y MM\$3.605 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 75,1%.

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.

Respecto al riesgo crediticio asociado a los activos financieros de la Compañía distintos a cuentas por cobrar (depósitos a plazo, fondos mutuos de renta fija, pactos, posición activa de derivados), 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\$126.050. A la fecha, esta línea no registra saldo de montos utilizados. Esta línea de crédito comprometida fue contratada con fecha 9 de julio de 2012, y fue otorgada por un período 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 e intereses correspondientes a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al 31 de marzo de 2014 y al 31 de diciembre de 2013.

Vencimiento deuda (capital e intereses) MM\$	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total
31 de marzo de 2014	193.355	283.082	73.346	341.093	866.552	1.757.428
31 de diciembre de 2013	194.098	281.307	71.735	333.619	858.363	1.739.122

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 31 de marzo de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 fue a una tasa fija, correspondiendo a un 98,4% y 99,04% respectivamente. 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.

Cuadro Evolutivo valor UF

MES	Promedio 2014 (\$)	Último día 2014 (\$)	Promedio 2013 (\$)	Último día 2013 (\$)
Enero	23.369,91	23.435,87	22.811,83	22.807,54
Febrero	23.482,16	23.508,46	22.818,59	22.838,48
Marzo	23.552,54	23.606,97	22.857,28	22.869,38
Promedio del periodo	23.468,20	23.517,10	22.829,23	22.838,47