



## TRANSELEC S.A. Y FILIAL

### ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE MARZO DE 2012

#### INTRODUCCION

Durante el primer trimestre del año 2012, Transelec S.A. y filial obtuvo una utilidad neta de MM\$13.981 (MM\$12.588 en igual período de 2011), que corresponde a un aumento de 11,1% con respecto al mismo trimestre del año anterior. Los ingresos de explotación fueron MM\$54.015, que representan un aumento de 18,6% al compararlos con los ingresos registrados en 2011 (MM\$45.544). El EBITDA del periodo fue MM\$42.017, con un margen EBITDA sobre ingresos de 77,8% (83,3% en igual período de 2011). Por su parte, el resultado fuera de explotación y los impuestos del período correspondieron a un cargo de MM\$14.887 (MM\$11.976 en 2011) y MM\$1.386 (MM\$2.273 en 2011), respectivamente. Este aumento de la pérdida por resultados fuera de explotación se explica fundamentalmente por el resultado de las unidades de reajuste durante Q1 de 2012 (MM\$8.221), concepto que durante igual período de 2011 correspondió a una pérdida de MM\$3.418.

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 31 de marzo de 2012 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 2012 MM\$	Marzo 2011 MM\$	Variación 2012/2011 %
Ingresos de Explotación	54.015	45.544	18,6%
Venta de Peajes	49.525	43.162	14,7%
Trabajos y Servicios	4.490	2.382	88,5%
Costos de Explotación	-21.385	-16.806	27,2%
Costos Fijos	-10.182	-6.124	66,3%
Depreciación	-11.203	-10.682	4,9%
Gastos Administración y Ventas	-2.376	-1.901	25,0%
Costos Fijos	-2.256	-1.802	25,2%
Depreciación	-120	-99	21,2%
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>30.254</b>	<b>26.837</b>	<b>12,7%</b>
Ingresos Financieros por leasing	62	67	-7,5%
Otros Ingresos Financieros	1.183	770	53,6%
Costos Financieros	-8.907	-9.170	-2,9%
Diferencias de cambio	618	-491	-225,9%
Resultado por unidades de reajuste	-8.221	-3.418	140,5%
Otras Ganancias	378	266	42,1%
<b>Resultado Fuera de Explotación</b>	<b>-14.887</b>	<b>-11.976</b>	<b>24,3%</b>
<b>Resultado Antes Impuesto Renta</b>	<b>15.367</b>	<b>14.861</b>	<b>3,4%</b>
Impuesto a la Renta	-1.386	-2.273	-39,0%
<b>Utilidad del Período</b>	<b>13.981</b>	<b>12.588</b>	<b>11,1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>42.017</b>	<b>37.951</b>	<b>10,7%</b>

EBITDA=Utilidad del Período+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 los tres primeros meses del ejercicio 2012, los ingresos de explotación alcanzaron a MM\$54.015 (MM\$45.544 en 2011), aumentando en un 18,6%. 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 lo corrido del año 2012 se brindaron servicios de ingeniería y otros servicios que ascienden a un 8,3% del total de los ingresos de explotación; en igual periodo del año 2011 esos otros servicios sólo ascendieron a un 5,2% de los ingresos totales.

Los costos de explotación durante el periodo en análisis fueron MM\$21.385 (MM\$16.806 en Q1 de 2011). Estos costos de explotación provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones. Porcentualmente los costos se desglosan básicamente en un 52,4% por la depreciación de los bienes del activo fijo (63,6% en 2011), en tanto que el restante 47,6% (36,4% en 2011) corresponde a costo de personal, de suministros y de servicios contratados.

Los gastos de administración y ventas fueron MM\$2.376 (MM\$1.901 a igual fecha en 2011) y están conformados principalmente en un 94,9% (94,7% en 2011) por gasto de personal y trabajos, suministros y servicios contratados y en un 5,1% por depreciación (5,3% en 2011).

### b) Resultado fuera de la explotación

El resultado fuera de explotación durante el primer trimestre de 2012 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$14.887 (MM\$11.976 en 2011) y fue generado, entre otros, por el resultado por unidades de reajuste, que se registró como un cargo por MM\$8.221 en Q1 de 2012, en tanto que en el mismo período del año 2011 se registró como un cargo por sólo MM\$3.418.

## 2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La disminución del activo corriente entre Marzo de 2012 y Diciembre de 2011 se debe fundamentalmente a una reducción (9,5%) de las cuentas por cobrar a terceros.

CONCEPTOS	Marzo 2012 MM\$	Diciembre 2011 MM\$	Variación 2012/2011 %
Activos corrientes	149.446	154.709	-3,4%
Activos no corrientes	1.784.242	1.786.269	-0,1%
<b>Total Activos</b>	<b>1.933.688</b>	<b>1.940.978</b>	<b>-0,4%</b>
Pasivos corrientes	80.109	108.733	-26,3%
Pasivos No Corrientes	917.771	911.203	0,7%
Patrimonio	935.808	921.042	1,6%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>1.933.688</b>	<b>1.940.978</b>	<b>-0,4%</b>

La disminución de los pasivos corrientes en Marzo de 2012 con respecto a Diciembre de 2011 corresponde a una fuerte disminución (27,8%) de las cuentas por pagar, debido al pago durante el trimestre en análisis de una serie de obligaciones de carácter comercial.

## VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Marzo 2012 MM\$	Diciembre 2011 MM\$	Variación 2012/2011 %
Terrenos	20.695	20.669	0,1%
Construcción y obras de infraestruct.	921.648	903.866	2,0%
Maquinarias y equipos	438.785	438.028	0,2%
Otros activos fijos	1.968	1.853	6,2%
Depreciación	-221.689	-211.371	4,9%
<b>Total</b>	<b>1.161.407</b>	<b>1.153.045</b>	<b>0,7%</b>

## DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Marzo 2012	Diciembre 2011
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

### 3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Marzo 2012 MM\$	Marzo 2011 MM\$	Variación 2012/2011 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	16.986	34.823	-51%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-15.366	-24.214	-37%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-2.870	145.775	-102%
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>-1.250</b>	<b>156.384</b>	<b>-101%</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del periodo	64.212	35.496	81%
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo final</b>	<b>62.962</b>	<b>191.880</b>	<b>-67%</b>

En los tres primeros meses de 2012, el flujo procedente de las actividades de la operación alcanzó solamente a MM\$16.986 (MM\$34.823 en igual período de 2011). La diferencia de fondos provenientes de las actividades de operación en ambos periodos se debe fundamentalmente al pago de obligaciones de carácter comercial que estaban consignadas en cuentas por pagar a Diciembre de 2011.



Durante el primer trimestre de 2012, el flujo neto originado por actividades de financiamiento fue negativo por MM\$2.870, debido a un préstamo intercompañía. Durante igual período del año 2011, el flujo por actividades de financiamiento alcanzó a MM\$145.775, debido a la colocación de las Series L, M y N.

En Q1 de 2012, las actividades de inversión generaron un flujo de salida de efectivo por un monto de MM\$15.366, originado fundamentalmente por inversiones en activo fijo. Durante igual período de 2011, el flujo por actividades de inversión fue negativo por un monto de MM\$24.214, también debido a la incorporación neta de activos fijos.

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 31 de Marzo de 2012 ascendió a MM\$62.962 considerando un saldo inicial de MM\$64.212. Al 31 de Marzo de 2011 el saldo final de efectivo y efectivo equivalente ascendió a MM\$191.880, considerando un saldo inicial de MM\$35.496.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, la empresa cuenta con las siguientes líneas de crédito comprometidas que se detallan a continuación:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank Sudamericano	US\$15.000.000	15-11-2012	Capital de trabajo
Scotiabank Sudamericano	US\$15.000.000	30-05-2012	Capital de trabajo

#### 4. INDICADORES

Bonos	Covenant	Límite	Marzo	Diciembre	Status
			2012	2011	
Todas las series locales	Test de Distribución (**)	FNO/Costo Financiero > 1,5	5,14	5,70	OK
	Capitalization Ratio (***)	< 0,7	0,49	0,49	OK
	Shareholder's Equity (in UF)	> UF15.000 miles	42.638	42.433	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 31 de Marzo de 2012 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Marzo	Diciembre	Variación
* Índices a Marzo se presentan anualizados	2012	2011	2012/2011
<b>Rentabilidad</b>			
Rentabilidad del patrimonio *	5,98%	5,09%	17,5%
Rentabilidad del activo *	2,89%	2,41%	19,9%
Rentabilidad activos operacionales *	4,27%	0,97%	340,2%
Ganancia por acción (\$) *	55.924,0	46.839,6	19,4%
<b>Liquidez y endeudamiento</b>			
Liquidez corriente	1,87	1,42	31,7%
Razón ácida	1,87	1,42	31,1%
Pasivo exigible/Patrimonio	1,07	1,11	-3,6%
% Deuda corto plazo	8,03	10,66	-24,7%
% Deuda largo plazo	91,97	89,34	2,9%
Cobertura de gastos financieros	4,72	4,14	14,0%

## 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 500kV, de aproximadamente el 47% 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(M) N° 1/82) 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° 327/97 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), 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 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 permitirá fijar las tarifas para el periodo 2011-2014. El Decreto 61 publicado el 17 de Noviembre de 2011 contiene las tarifas que serán aplicables, con efecto retroactivo, a partir del 01 de enero de 2011. Se espera que la aplicación de las nuevas tarifas y la reliquidación correspondiente al año 2011 sea realizada durante el primer semestre de 2012.

Por su parte, el Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que tarififica 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 octubre 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. Hasta la fecha de emisión de este documento aún no se cuenta con el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el citado periodo noviembre 2010 - octubre 2014; mientras tanto continúan aplicándose en forma provisional las tarifas fijadas mediante el decreto 320/2009. La diferencia entre lo facturado provisionalmente y lo que corresponda acorde con los valores que en definitiva se establezcan, debe ser reliquidada.

## **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 están sujetas a la Ley N°19.300, sobre bases del Medio Ambiente de Chile ("Ley Ambiental"), promulgada en 1994, la que ha sido modificada en el año 2010. La Ley Ambiental exige que quien desarrolle proyectos de líneas de transmisión de alto voltaje y subestaciones o sus modificaciones de consideración, se sometan al Sistema de Evaluación de



Impacto Ambiental ("SEIA") y realice Estudios de Impacto Ambiental (EIA) o Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) y presentarlos al nuevo Servicio de Evaluación Ambiental.

Como se indicó precedentemente, la ley ambiental se ha modificado y esto ha traído consigo cambios en la institucionalidad ambiental al crearse nuevos instrumentos de gestión ambiental o modificarse los existentes, por lo que Transelec deberá ajustarse a estos nuevos requerimientos en materia ambiental. De acuerdo a modificaciones recientes, entre otras materias, se creó 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, instituciones que están a cargo de la regulación, evaluación y fiscalización de las actividades que producen impacto ambiental. Estas nuevas instituciones, reemplazaron a la Comisión Nacional del Medio Ambiente ("CONAMA") y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente, y se encuentran totalmente operativas salvo: (i) la fiscalización y capacidad sancionatoria de la Superintendencia del Medio Ambiente, la cual se encuentra supeditada a la creación de los Tribunales Medio Ambientales; y (ii) nuevas exigencias para los Estudios de Impacto Ambiental y Declaraciones de Impacto Ambiental y nuevos poderes a las instituciones medioambientales, lo que se hará operativo a través de un Reglamento que aún no ha sido revisado por la Contraloría General de la República.

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:

- Su filial Transelec Norte es una empresa cuya moneda funcional es el dólar.
- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (adjudicación de contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene un forward de venta de dólares para cubrir el riesgo de ingresos futuros denominados en dólares. Además Transelec mantiene un forward con una compañía relacionada, 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 períodos indicados a continuación, son los siguientes:

En millones de pesos	Marzo 2012		Diciembre 2011	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	-2.878	-7.138	26.722	3.917
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	0	14.184	0	30.111
Peso chileno	1.898.259	945.822	1.921.662	954.826

(\*) 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 2012 (\$)	Último día 2012 (\$)	Promedio 2011 (\$)	Último día 2011 (\$)
Enero	501,34	488,75	489,44	483,32
Febrero	481,49	476,27	475,69	475,63
Marzo	485,40	487,44	479,65	482,08
<b>Promedio del Período</b>	<b>489,41</b>	<b>484,15</b>	<b>481,59</b>	<b>480,34</b>

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 bajo dado el número limitado de clientes, su clasificación de riesgo y el reducido plazo de cobro (menos de 30 días).

Sin embargo, los ingresos se encuentran altamente concentrados en los principales clientes, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:



FACTURACIÓN	Marzo 2012 MM\$	Marzo 2011 MM\$
Grupo Endesa	22.807	20.075
Grupo AES Gener	8.808	5.427
Grupo Colbún	7.397	4.643
Otros	15.003	15.399
<b>Total</b>	<b>54.015</b>	<b>45.544</b>
<b>% Concentración</b>	<b>72,22%</b>	<b>66,19%</b>

Los ingresos provenientes de estas empresas 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 (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 su capacidad de reaccionar rápidamente a las oportunidades de inversión, así como de pagar sus obligaciones en las fechas de vencimiento, Transelec dispone, aparte de sus excedentes de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, de líneas de crédito comprometidas para efectos de capital de trabajo por US\$ 30 millones. Al 31 de Marzo de 2012, estas líneas no han sido utilizadas y se espera que sean renovadas a su vencimiento. Estas líneas de crédito han estado vigentes durante todo el año 2011.

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 de los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al cierre de Marzo de 2012 y al 31 de Diciembre de 2011.

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
31 de Marzo de 2012	0	141.761	191.535	0	552.071	885.367
31 de Diciembre de 2011	0	196.346	133.764	0	546.204	876.314

##### 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 pago a terceros de créditos y deudas que le son absolutamente ajenos y que, con excepción de los ingresos tarifarios esperados, pertenecen a las empresas generadoras.

#### **6.9.- Riesgo de tasas de interés**

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.

Si bien incrementos en la inflación chilena pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los resultados fuera de la explotación de la empresa, estos impactos se encuentran mitigados por los ingresos de la empresa, los cuales también se ajustan parcialmente de acuerdo con la variación de la inflación local mediante los polinomios de indexación.

Por otra parte, las cuentas corrientes mercantiles que la Sociedad mantiene con empresas relacionadas se encuentran denominadas en pesos chilenos y dólares, y contemplan una tasa de interés fija. Por lo tanto, se estima que la Sociedad no presenta un riesgo que pudiera afectar sus resultados debido a un cambio en las tasas de interés del mercado.