

TRANSELEC S.A. Y FILIAL**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****AL 30 DE JUNIO DE 2010****INTRODUCCION**

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 30 de junio de 2010 de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC34), la que ha sido adoptada en Chile bajo el nombre "Norma Internacional de Contabilidad de Chile 34" (NICCH 34), 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 miles de pesos chilenos, que corresponde a la moneda funcional de Transelec S.A..

El terremoto del 27 de febrero del presente año produjo una pérdida total del suministro en todos los puntos de entrega de Transelec en el Sistema Interconectado Central (SIC). La recuperación de esos puntos de entrega se logró paulatinamente desde el mismo día del terremoto y culminó a las 14 horas del 28 de febrero.

A) RESUMEN

En el período Enero a Junio de 2010, Transelec S.A. y filial obtuvo una utilidad neta de M\$27.001.573, la que es inferior en un 12,7% comparada con la del mismo período de 2009. Esta utilidad proviene de un resultado de explotación positivo de M\$47.183.249, de un resultado fuera de explotación negativo de M\$15.881.468, y de un cargo neto a resultado por impuesto a la renta de primera categoría e impuestos diferidos de M\$4.300.208. En el período Enero a Junio de 2009, se obtuvo una utilidad neta de M\$30.941.873 a partir de un resultado de explotación de M\$51.164.443, de un resultado fuera de explotación negativo de M\$14.462.057, y de un cargo a resultado por impuesto a la renta de primera categoría e impuestos diferidos por M\$5.760.513.

En el primer semestre de 2010, los ingresos de explotación alcanzaron a M\$86.012.894 (M\$87.011.458 en el mismo período de 2009), representando una disminución de M\$998.564. 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. En efecto, durante 2010 se han brindado menores servicios de ingeniería relacionados con centrales hidroeléctricas en Aysén por M\$3.389.244, comparado con igual período de 2009. Asimismo, durante el primer semestre de 2010 se percibieron mayores ingresos de subtransmisión que en igual período de 2009; en efecto, a pesar que el decreto que regula estas tarifas fue publicado el 9 de enero de 2009, los ingresos de subtransmisión durante 2009 fueron percibidos de acuerdo con dicho decreto, con posterioridad al primer semestre de ese año.

Los costos de explotación en el período Enero a Junio de 2010 fueron M\$35.653.189 (M\$32.633.275 en el mismo período 2009). Estos costos de explotación provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones, no obstante que durante 2009 se incurrió también en costos asociados a la prestación de servicios de ingeniería para centrales hidroeléctricas en Aysén. Porcentualmente los costos están conformados como sigue: en un 63,6% por la depreciación de los bienes del activo fijo (63% en el período 2009), en un 13,16% por costo de personal (12,68% en el período 2009) y en un 23,24% por suministros y servicios contratados (24,32% en el período 2009). La depreciación aumentó en M\$ 2.133.668 durante el primer semestre 2010 comparada con igual período de 2009, lo que se explica fundamentalmente por bajas y reemplazos de equipos y piezas por daños asociados al terremoto del 27 de febrero del presente año.

Los gastos de administración y ventas fueron M\$3.176.456 (M\$3.213.740 en el mismo período de 2009) y están conformados principalmente en un 62,4% por gasto de personal (56,5% en el período 2009), en un 31,6% en trabajos, suministros y servicios contratados (24,9% en el período 2009) y en un 6,0% por depreciación (18,6% en el período 2009).

Por su parte el resultado fuera de explotación del ejercicio fue una pérdida de M\$15.881.468 (M\$14.462.057 en el mismo período de 2009), generada principalmente por los costos financieros por M\$8.402.882 (M\$32.441.556 en el período 2009). Esta disminución de los costos financieros se debe a que los intereses de la deuda fueron compensados por la reversa del valor justo de los bonos series B1 y B2 amortizados en el mes de marzo de 2010, resultando un abono por este concepto de M\$6.455.135, un negativo resultado del mark to market del swap en 2009 (M\$ 13.266.080) versus una utilidad a junio 2010 (M\$ 1.666.688) y una disminución del tipo de cambio entre el primer semestre del 2009 e igual período del 2010. Otras partidas importantes que afectaron el resultado fuera de explotación durante el período fueron los ingresos financieros por M\$561.160 (M\$1.653.341 en el período 2009), la diferencia de cambio que fue negativa por M\$1.534.901 (en el período 2009 fue negativa por M\$781.198), el resultado por unidades de

reajuste que alcanzó un monto negativo de M\$6.919.829 (positiva en el período 2009 por M\$16.809.818) y las otras ganancias ascendieron a M\$414.984 (M\$ 297.538 en 2009).

CONCEPTOS	Junio 2010 M\$	Junio 2009 M\$	Variación 2010/2009 %	Variación 2010-2009 M\$
Ingresos de Explotación	86.012.894	87.011.458	-1,15%	-998.564
Venta de Peajes	82.525.713	84.064.879	-1,83%	-1.539.166
Trabajos y Servicios	3.487.181	2.946.579	18,35%	540.602
Costos de Explotación	-35.653.189	-32.633.275	9,25%	-3.019.914
Costos Fijos	-12.949.274	-12.063.028	7,35%	-886.246
Depreciación	-22.703.915	-20.570.247	10,37%	-2.133.668
Gastos Administración y Ventas	-3.176.456	-3.213.740	-1,16%	37.284
Resultado de Explotación	47.183.249	51.164.443	-7,78%	-3.981.194
Resultado Fuera de Explotación	-15.881.468	-14.462.057	9,81%	-1.419.411
Resultado Antes Impuesto Renta	31.301.781	36.702.386	-14,71%	-5.400.605
Impuesto a la Renta	-4.300.208	-5.760.513	-25,35%	1.460.305
Utilidad del Período	27.001.573	30.941.873	-12,73%	-3.940.300
EBITDA	70.074.821	72.333.809	-3,12%	-2.258.988

B) RESULTADOS

RENTABILIDAD

INDICES	Junio (1) 2010	Diciembre 2009	Variación 2010/2009
Rentabilidad del patrimonio	5,83%	5,96%	-2,11%
Rentabilidad del activo	3,06%	3,02%	1,32%
Rentabilidad activos operacionales	7,48%	8,73%	-14,32%
Ganancia por acción (\$)	54.003	54.708	-1,29%

(1) Indicadores en base anual.

C) ANALISIS DEL BALANCE GENERAL

	Junio 2010 M\$	Diciembre 2009 M\$	Variación 2010/2009	Variación 2010-2009
Activos corrientes	95.850.338	180.370.023	-46,86%	-84.519.685
Activos no corrientes	1.666.326.034	1.632.025.599	2,10%	34.300.435
Total Activos	1.762.176.372	1.812.395.622	-2,77%	-50.219.250
Pasivos corrientes	190.662.888	43.915.476	334,16%	146.747.412
Pasivos No Corrientes	645.912.501	850.545.775	-24,06%	-204.633.274
Patrimonio	925.600.983	917.934.371	0,84%	7.666.612
Total pasivos y patrimonio	1.762.176.372	1.812.395.622	-2,77%	-50.219.250

En relación al activo corriente a Diciembre de 2009, cabe señalar que en el mes de marzo de 2010 la empresa amortizó sus bonos serie B por un monto de 3,1 millones de UF (6,2% de interés anual), lo cual significó reversar el valor justo asociado a éstos por un monto de M\$6.455.135. El refinanciamiento de esta deuda se había realizado anticipadamente en diciembre de 2009, oportunidad en que Transelec emitió bonos por 3,1 millones de UF (UF 1,5 millones al 3,5% anual y UF 1,6 millones al 4,6% anual). Asimismo, el pasivo corriente a Junio de 2010 muestra el vencimiento de los Yankee Bonds dentro de los próximos 12 meses (Abril de 2011).

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

	Junio 2010 M\$	Diciembre 2009 M\$	Variación 2010/2009	Variación 2010-2009
BIENES				
Terrenos	19.528.589	19.409.549	0,61%	119.040
Construcción y obras de infraestruct.	875.010.093	831.706.874	5,21%	43.303.219
Maquinarias y equipos	378.046.232	364.968.213	3,58%	13.078.019
Otros activos fijos	443.879	1.802.790	-75,38%	-1.358.911
Depreciación	-149.373.993	-127.445.084	17,21%	-21.928.909
Total	1.123.654.800	1.090.442.342	3,05%	33.212.458

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

	Junio 2010	Diciembre 2009	Variación 2010/2009
INDICES			
Liquidez corriente	0,50	4,11	-87,83%
Razón ácida	0,50	4,11	-87,76%
Pasivo exigible/Patrimonio	0,90	0,97	-7,22%
% Deuda corto plazo	22,79	4,91	364,20%
% Deuda largo plazo	77,21	95,09	-18,80%
Cobertura de gastos financieros	4,22	2,56	65,15%

El porcentaje de deuda de corto plazo aumenta el 2010 por el vencimiento del Bono Yankee en abril de 2011. Lo anterior también explica la disminución de la liquidez de la Compañía.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, financiamiento de los proyectos (en desarrollo y potenciales) y adquisición de instalaciones de transmisión, la empresa cuenta con las siguientes líneas de crédito comprometidas por los bancos detallados a continuación:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank Sudamericano	US\$ 15.000.000	06-11-2010	Capital de Trabajo
DnBNnor	US\$ 30.000.000	28-02-2012	Capital de Trabajo
Scotiabank Sudamericano	US\$ 15.000.000	31-03-2011	Capital de Trabajo
Scotiabank Sudamericano - Corpbanca	UF 3.206.453	15-09-2010	Financiamiento de proyectos y refinanciamiento de pasivos

D) VARIACIONES MAS IMPORTANTES EN EL MERCADO EN QUE PARTICIPA LA COMPAÑÍA

Transelec S.A. desarrolla sus actividades en el mercado de la electricidad, el cual ha sido categorizado en tres sectores distintos: el sector de generación, el sector de transmisión y el sector de distribución. El sector de generación de energía eléctrica comprende a las empresas que se dedican a la generación de electricidad, ya sea que esa energía y potencia eléctricas provengan de centrales hidroeléctricas, a carbón, a petróleo, a gas, centrales eólicas, u otra forma. Este sector se dedica a la producción 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. Para ello, las empresas distribuidoras disponen de mallas o redes eléctricas que permiten el flujo de esa electricidad en el interior de las ciudades desde los "puntos de entrada" a sus redes, hasta el domicilio de cada uno de sus consumidores finales. 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 a lo largo de 2.900 kilómetros 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 del 100% de las líneas de transporte de electricidad de 500kV, del 51,1% de las líneas de 220 kV y del 94,5% 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, 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 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) y 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 está desarrollando dicho estudio que permitirá fijar las tarifas para el período 2011-2014.

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, y 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 período 2011 – 2014 son fijadas por el Ministerio de Energía basadas en estudios de valorización de las instalaciones de subtransmisión que se están realizando durante el presente año 2010.

E) 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:

Marco Regulatorio

Las normas legales que rigen el negocio de la transmisión eléctrica en Chile fueron modificadas mediante la promulgación de la ley 19.940, llamada Ley Corta I, publicada el 13 de marzo de 2004.

Si bien varios aspectos de aplicación de la Ley Corta I son materias a definir en el reglamento eléctrico, el que aún no ha sido elaborado en su totalidad, los aspectos metodológicos más relevantes que permiten establecer el monto de los peajes por las instalaciones troncales que debe pagar cada empresa usuaria, su mecanismo de pago y de reliquidaciones se encuentran contenidos en el decreto N° 207 del 9 de julio de 2007 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 15 de enero de 2008. Respecto a los peajes por las instalaciones de subtransmisión, si bien varios aspectos de la aplicación de la nueva metodología de cálculo son

materias a definir en el reglamento eléctrico, el que aún no ha sido elaborado, el decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, publicado en enero de 2009, contiene disposiciones para su aplicación que han permitido establecer el monto y mecanismo del pago por las instalaciones.

La operación de las instalaciones de transmisión de Transelec es coordinada por los Centros de Despacho de Carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), conforme a las disposiciones establecidas en el Reglamento que establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros Económicos de Carga, aprobado mediante Decreto N° 291 de Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado el 4 de agosto de 2008.

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.

Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales

Transelec también está sujeta a normas reglamentarias de carácter ambiental que, entre otras cosas, le exigen realizar estudios de impacto ambiental a proyectos futuros y a obtener las autorizaciones reglamentarias correspondientes. No es posible asegurar que estos estudios de impacto ambiental serán aprobados por las autoridades gubernamentales, ni que la 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.

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, o cambios en sus precios; condiciones climáticas adversas; catástrofes naturales; y circunstancias y dificultades imprevistas en la obtención de financiamiento a tasas razonables. 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.

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). 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.

Riesgo Cambiario

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

- Su filial Transelec Norte es una empresa cuyos ingresos están denominados en dólares.
- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (adjudicación de contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene una porción de su deuda denominada en dólares. Esto le permite entre otros usos 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 contemplará 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:

	Pasivos		Activos	
	30-06-2010	31-12-2009	30-06-2010	31-12-2009
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	113.554,71	117.509,64	112.672,7	118.808,83
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	27.906,70	27.687,66	0	0
Peso chileno	725.229,77	803.708,48	1.651.930,98	1.701.882,18

b) 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 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.

TASA DE CAMBIO

MES	Promedio 2010 (\$)	Último día 2010 (\$)	Promedio 2009 (\$)	Último día 2009 (\$)
Enero	500,66	531,75	623,01	612,43
Febrero	532,56	529,69	606,00	595,76
Marzo	523,16	526,29	592,93	582,10
Abril	520,62	520,99	583,18	588,62
Mayo	533,21	529,23	565,72	564,64
Junio	536,67	543,09	553,08	529,07
Promedio del Período	524,48	543,09	587,32	529,07

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.

Por el período 2010 y en comparación con el período 2009, el efecto indexación aumentó en promedio el valor de los peajes en dólares en 6,75%, aumento que fue casi totalmente compensado por el menor valor del dólar que aplica a la conversión de los ingresos a moneda nacional.

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

Sin embargo existe la concentración de los ingresos de transmisión en un solo cliente pues aproximadamente un 74,95% al 30 de junio de 2010 se le factura a un solo cliente (o a sus filiales y relacionadas), por lo tanto, cambios en la situación financiera de este cliente, podrían afectar el desempeño financiero de Transelec S.A.

Los acuerdos de peaje suscritos con 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.

La Sociedad estima que no requiere provisión para cuentas incobrables al cierre del período.

Respecto al riesgo crediticio asociado a los activos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos de renta fija y pactos) de 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.

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.

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 tanto para efectos de capital de trabajo por US\$ 60 millones (equivalentes a MM\$ 32.831,4), como para inversiones, adquisiciones y/o refinanciamiento por UF 3.206.453 (equivalentes a MM\$ 67.983,7). A la fecha, 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 2009 y siguen vigentes al 30 de junio de 2010.

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 detalla las amortizaciones de capital correspondientes a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo a su vencimiento, al cierre de junio de 2010 y 31 de diciembre 2009 y 1 de enero de 2009.

Vencimiento de Deuda (capital) por Bonos emitidos en UF, CLP y dólares					
En miles de Pesos	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total
30 de Junio de 2010	134.137.062	0	135.370.368	510.972.056	780.479.486
31 de Diciembre de 2009	1.340.344	129.000.685	139.487.202	556.996.836	826.825.067
1 de Enero de 2009	1.372.566	299.380.664	5.490.263	474.478.826	780.722.319

Riesgo de tasas de interés

Cambios significativos en los valores razonables 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.

A continuación se muestra un cuadro comparativo de las deudas de la Compañía al 30 de junio de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1° de enero de 2009, en el cual se aprecia que toda la deuda de la Compañía es 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 costo financiero de la compañía.

Deuda	Moneda o index	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Monto en Moneda Original (miles) (capitales insolutos)		
				30 de Junio de 2010	31 de Diciembre de 2009	01 de Enero de 2009
Bono Yankee	US\$	7,88%	Fija	245.138	245.138	465.000
Bono Serie B	UF	6,20%	Fija	--	3.040	3.104
Bono Serie C	UF	3,50%	Fija	6.000	6.000	6.000
Bono Serie D	UF	4,25%	Fija	13.500	13.500	13.500
Bono Serie E	UF	3,90%	Fija	3.300	3.300	--
Bono Serie F	CLP	4,80%	Fija	33.600.000	33.600.000	--
Bono Serie H	UF	5,70%	Fija	3.000	3.000	--
Bono Serie I	UF	3,50%	Fija	1.500	1.500	--
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	1.600	1.600	--

Por otra parte, las cuentas corrientes mercantiles que la Sociedad mantiene con empresas relacionadas se encuentran denominadas en pesos chilenos 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.

Si bien incrementos en la inflación chilena pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los costos financieros 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.

G) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

En el período 1 de enero al 30 de junio de 2010, se generó un flujo neto negativo de efectivo de M\$80.221.830; las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$53.984.088, y las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de M\$82.717.763, en tanto que las actividades de inversión requirieron desembolsos por M\$51.488.155. En el período homólogo de 2009, el flujo de efectivo generado fue positivo por un monto de M\$16.493.324, correspondiendo a las actividades de operación un monto positivo por M\$46.837.835, a las actividades de financiamiento un monto negativo de M\$4.800.486 y a las actividades de inversión un monto negativo de M\$25.544.025.

El flujo neto originado por actividades de financiamiento durante el período 1 de enero al 30 de junio de 2010 fue negativo por M\$82.717.763, debido a la amortización de deuda (bonos serie B1 y B2 de la deuda en UF). En el período enero-junio 2009, el flujo por actividades de financiamiento alcanzó un monto negativo de M\$4.800.486 producto principalmente del pago de dividendos.

En el presente período las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de efectivo por un monto de M\$51.488.155, originado en la incorporación neta de activos fijos. En el período homólogo de 2009, el flujo por actividades de inversión fue negativo por un monto de M\$25.544.025 producto también de la incorporación neta de activos fijo.

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 30 de junio de 2010 ascendió a M\$57.674.656 considerando un saldo inicial de M\$137.896.486. En el mismo período de 2009 el saldo final de efectivo equivalente ascendió a M\$83.284.543 considerando un saldo inicial de M\$66.791.219.