

TRANSELEC S.A. Y FILIAL

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

INTRODUCCION

Durante el año 2010, Transelec S.A. y filial obtuvo una utilidad neta de MM\$55.825 (MM\$54.708 en el ejercicio 2009), que representa un aumento de 2,0% con respecto al ejercicio de comparación. Los ingresos de explotación fueron MM\$177.253, que representa una disminución de 4,7% al compararlos con los ingresos registrados en el año 2009 (MM\$186.035). El EBITDA del ejercicio fue MM\$146.039, con un margen EBITDA sobre ingresos de 82,4% (82,0% en 2009). Por su parte, el resultado fuera de explotación y los impuestos del período 2010 correspondió a un cargo de MM\$44.628 (MM\$52.400 en el mismo período de 2009). Esta disminución de la pérdida por resultados fuera de explotación se explica fundamentalmente por el menor costo financiero (MM\$29.151 en 2010 comparado con MM\$59.577 en 2009), compensado parcialmente por la pérdida generada por el resultado de las unidades de reajuste durante 2010 (MM\$14.004), que contrasta con la ganancia obtenida en 2009 por MM\$16.931.

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.

En marzo de 2010 la empresa amortizó anticipada y totalmente sus bonos serie B por un monto de 3,04 millones de UF (6,2% de interés anual). El financiamiento para la amortización de esta deuda se había realizado anticipadamente en diciembre de 2009 a través de la emisión de bonos en el mercado local (serie I, por UF 1,5 millones al 3,5% anual, y serie K, por UF 1,6 millones al 4,6% anual).

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 31 de diciembre de 2010 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	Diciembre 2010 MM\$	Diciembre 2009 MM\$	Variación 2010/2009 %
Ingresos de Explotación	177.253	186.035	-4,7%
Venta de Peajes	169.651	165.810	2,3%
Trabajos y Servicios	7.603	20.225	-62,4%
Costos de Explotación	-68.582	-72.511	-5,4%
Costos Fijos	-24.491	-28.196	-13,1%
Depreciación	-44.091	-44.315	-0,5%
Gastos Administración y Ventas	-8.218	-6.415	28,1%
Resultado de Explotación	100.453	107.108	-6,2%
Ingresos Financieros	2.341	2.307	1,5%
Costos Financieros	-29.151	-59.577	-51,1%
Diferencias de cambio	1.501	-1.663	-190,2%
Resultado por unidades de reajuste	-14.004	16.931	-182,7%
Otras Ganancias	640	583	9,8%
Resultado Fuera de Explotación	-38.673	-41.420	-6,6%
Resultado Antes Impuesto Renta	61.780	65.688	-6,0%
Impuesto a la Renta	-5.955	-10.980	-45,8%
Utilidad del Período	55.825	54.708	2,0%
EBITDA	146.039	152.535	-4,3%

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

En el ejercicio 2010, los ingresos de explotación alcanzaron a MM\$177.253 (MM\$186.035 en 2009), representando una disminución de 4,7%. 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 2010 se han brindado menores servicios de ingeniería relacionados con centrales hidroeléctricas en Aysén comparado con el año 2009.

Los costos de explotación durante 2010 fueron MM\$68.582 (MM\$72.511 en 2009). Estos costos de explotación provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones. No obstante, durante 2009 se incurrió en mayores costos asociados a la prestación de servicios de ingeniería para centrales hidroeléctricas en Aysén. Porcentualmente los costos se desglosan básicamente en un 64% por la depreciación de los bienes del activo fijo (61% en 2009), en tanto que el restante 36% (39% en 2009) corresponde a costo de personal y de suministros y servicios contratados.

Los gastos de administración y ventas fueron MM\$8.218 (MM\$6.415 en 2009) y están conformados principalmente en un 95% (92% en 2009) por gasto de personal y trabajos, suministros y servicios contratados y en un 5% por depreciación (8% en 2009).

b) Resultado fuera de la explotación

El resultado fuera de explotación del ejercicio 2010 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$38.673 (MM\$41.420 en 2009), y fue generado, entre otros, por los costos financieros por MM\$29.151 (MM\$59.577 en 2009). Esta fuerte disminución de los costos financieros se debe a fundamentalmente a: i) los intereses devengados en 2010 fueron parcialmente compensados por la reversa de la diferencia entre el valor libro de los bonos series B1 y B2, amortizados en el mes de marzo de 2010, y el valor realmente amortizado, resultando un abono por esa reversa de MM\$6.455 durante 2010, ii) durante 2010, el resultado negativo debido al mark to market de los swap y a la liquidación de estos instrumentos derivados sólo ascendió a MM\$1,535, en tanto que durante 2009 dicho resultado se registró como un cargo por MM\$ 17,164, y, iii) durante 2009 el costo financiero registró el premio pagado por la compra de una parte de los Yankee Bonds, por un monto de MM\$ 8,788. Otras partidas importantes que afectaron el resultado fuera de explotación durante el ejercicio 2010 fueron: a) el resultado por unidades de reajuste que se registró como un cargo por MM\$14.004 (en el año 2009 se registró como un abono por MM\$16.931), y, b) la diferencia de cambio que se registró como un abono por MM\$1.501 durante 2010 (en el ejercicio 2009 fue un cargo por MM\$1.663).

2. ANALISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2010 MM\$	Diciembre 2009 MM\$	Variación 2010/2009 %
Activos corrientes	79.312	180.370	-56,0%
Activos no corrientes	1.676.933	1.632.026	2,8%
Total Activos	1.756.245	1.812.396	-3,1%
Pasivos corrientes	183.111	43.915	317,0%
Pasivos No Corrientes	653.618	850.546	-23,2%
Patrimonio	919.517	917.934	0,2%
Total pasivos y patrimonio	1.756.245	1.812.396	-3,1%

La disminución del activo corriente a diciembre de 2010 con respecto a diciembre de 2009 se debe a la emisión de bonos realizada por Transelec en diciembre 2009 por UF3,1 millones para financiar el rescate anticipado de sus bonos serie B por un monto de UF3,04 millones, amortización que se realizó en marzo de 2010

El incremento del pasivo corriente a diciembre de 2010 se debe al reconocimiento del vencimiento de los Yankee Bonds y del swap asociado dentro de los próximos 12 meses (Abril de 2011).

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Diciembre 2010 MM\$	Diciembre 2009 MM\$	Variación 2010/2009 %
Terrenos	19.949	19.410	2,8%
Construcción y obras de infraestruct.	851.299	823.998	3,3%
Maquinarias y equipos	390.316	364.968	6,9%
Otros activos fijos	1.891	1.803	4,9%
Depreciación	-168.902	-127.445	32,5%
Total	1.094.553	1.082.733	1,1%

DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)		
				Diciembre 2010	Diciembre 2009	Enero 2009
Bono Yankee	US\$	7,88%	Fija	245,1	245,1	465,0
Bono Serie B	UF	6,20%	Fija	-.	3,0	3,1
Bono Serie C	UF	3,50%	Fija	6,0	6,0	6,0
Bono Serie D	UF	4,25%	Fija	13,5	13,5	13,5
Bono Serie E	UF	3,90%	Fija	3,3	3,3	-.
Bono Serie F	CLP	4,80%	Fija	33.600,0	33.600,0	-.
Bono Serie H	UF	5,70%	Fija	3,0	3,0	-.
Bono Serie I	UF	3,50%	Fija	1,5	1,5	-.
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	1,6	1,6	-.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Diciembre 2010 MM\$	Diciembre 2009 MM\$	Variación 2010/2009 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	118.463	106.466	11,3%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-102.137	-76.089	34,2%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-118.727	40.728	-391,5%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	-102.401	71.105	-244,0%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del periodo	137.896	66.791	106,5%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo final	35.495	137.896	-74,3%

En el ejercicio 2010, el flujo neto originado por actividades de financiamiento fue negativo por MM\$118.727, debido fundamentalmente a la amortización de deuda (bonos serie B1 y B2 de la deuda en UF) y al pago de dividendos. Durante 2009, el flujo por actividades de financiamiento alcanzó un monto positivo de MM\$40.728, debido principalmente a la colocación de las series E, F, H, I y K, a la compra de una parte de la deuda Yankee Bonds emitida por la Compañía en 2001, a la cancelación de ciertos swaps asociados con esa porción de los Yankee Bonds adquiridos, y al pago de dividendos.

En el ejercicio 2010, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de efectivo por un monto de MM\$102.137, originado fundamentalmente en la incorporación neta de activos fijos. Durante 2009, el flujo por actividades de inversión fue negativo por un monto de MM\$76.089 debido también a la incorporación neta de activos fijos.

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 31 de diciembre de 2010 ascendió a MM\$35.495 considerando un saldo inicial de MM\$137.896. Al 31 de diciembre de 2009 el saldo final de efectivo y efectivo equivalente ascendió a MM\$137.896 considerando un saldo inicial de MM\$66.791.

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 por los bancos detallados a continuación:

Banco	Monto en US\$ (hasta)	Vencimiento
Scotiabank Sudamericano	15.000.000	06-11-2011
DnBNor	30.000.000	28-02-2012
Scotiabank Sudamericano	15.000.000	31-03-2011

4. INDICADORES

Límite	Covenant	IFRS	Chile GAAP	Status
		Diciembre 2010	Diciembre 2009	
> 1,5	FNO/Costos Financieros (*)	5,27	3,21	OK
< 0,7	Deuda Total / Capitalización Total (**)	0,45	0,47	OK
> MUF15.000	Patrimonio mínimo (en miles de UF) (***)	43.089	43.171	OK

(*) FNO= Flujo de Efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación + el valor absoluto de los Costos Financieros + el valor absoluto del Gasto por Impuestos a las Ganancias; este indicador es un Test de distribución de Pagos Restringidos.

(**) Capitalización Total = Deuda Total+Participaciones no controladoras+Patrimonio

(***) Patrimonio = Total Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora + 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 diciembre de 2010 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Diciembre 2010	Diciembre 2009	Variación 2010/2009
Rentabilidad			
Rentabilidad del patrimonio	6,07%	5,96%	1,9%
Rentabilidad del activo	3,18%	3,02%	5,3%
Rentabilidad activos operacionales	7,84%	8,78%	-10,7%
Ganancia por acción (\$)	55,82505	54,70808	2,0%
Liquidez y endeudamiento			
Liquidez corriente	0,43	4,11	-89,5%
Razón ácida	0,43	4,11	-89,5%
Pasivo exigible/Patrimonio	0,91	0,97	-6,2%
% Deuda corto plazo	21,88	4,91	345,7%
% Deuda largo plazo	78,12	95,09	-17,9%
Cobertura de gastos financieros	4,97	2,55	94,9%

El porcentaje de deuda de corto plazo aumenta en 2010 debido al reconocimiento en el corto plazo del vencimiento del Bono Yankee y de su swap asociado en abril de 2011. Lo anterior también explica la disminución de los índices de liquidez de la Compañía.

5. ANÁLISIS DE MERCADO

Transelec S.A. desarrolla sus actividades en el mercado de la electricidad, en el cual se distinguen tres sectores distintos: 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 del 100% de las líneas de transporte de electricidad de 500kV, del 45% de las líneas de 220 kV y del 94% 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 desarrolló el segundo Estudio de Transmisión Troncal 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, 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 serán fijadas por el Ministerio de Energía basadas en estudios de valorización de las instalaciones de subtransmisión que comenzaron durante el año 2010.

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:

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.

El Decreto 207, publicado con fecha 15 de enero de 2008, fijó, entre otros temas, el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) y sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2007–2010, y además las condiciones de aplicación para la determinación del pago por los servicios de transporte en sistemas de transmisión troncal. Las disposiciones contenidas en ese Decreto definen un conjunto de materias que se encontraban pendientes y que permiten a los propietarios de instalaciones troncales percibir el VATT de sus instalaciones. Durante el año 2010 se desarrolló el segundo Estudio de Transmisión Troncal, que fijará las tarifas y las fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2011-2014. Sus resultados serán aplicables durante el primer semestre de 2011, una vez que se cumplan las etapas de Audiencia Pública, Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y Panel de Expertos.

En el caso de la subtransmisión, el Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de enero de 2009, fijó las tarifas de

subtransmisión y sus fórmulas de indexación que comenzaron a aplicarse a partir del 14 de enero de 2009. Durante el año 2010 se desarrollaron los Estudios de Subtransmisión que tienen como objetivo fijar las tarifas y las fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2011-2014. La CNE emitirá su Informe Técnico durante enero de 2011 y sus resultados serán aplicables luego de la presentación de eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos.

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

Las operaciones de Transelec están sujetas a la Ley N°19.300, sobre bases del Medio Ambiente de Chile ("Ley Ambiental"), promulgada en 1994. 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 próxima creación de los Tribunales Medio Ambientales; y (ii) nuevas exigencias para los Estudios de Impacto Ambiental, que otorga nuevos poderes a las instituciones medioambientales, pero que sin embargo, aun se encuentran en etapa de revisión legislativa.

La modificada Ley Ambiental exige que quien desarrolle proyectos de líneas de transmisión de alto voltaje y subestaciones, se someta al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental ("SEIA") y realice estudios de impacto ambiental independientes para cualquier proyecto futuro o actividad que pueda afectar el medio ambiente, y presentarlos al nuevo Servicio de Evaluación Ambiental

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.

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 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	Diciembre 2010		Diciembre 2009	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	99	101	119	118
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	--	27	--	28
Peso chileno	1.656	734	1.702	804

(*) 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

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
Julio	531,72	522,36	540,42	541,90
Agosto	509,32	499,26	546,88	550,64
Septiembre	493,93	485,23	549,07	546,07
Octubre	484,04	491,76	545,83	531,74
Noviembre	482,32	486,39	507,78	495,84
Diciembre	474,76	468,37	501,42	506,43
Promedio del Período	510,25	511,20	559,61	553,77

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.

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 una alta concentración de los ingresos de transmisión en un solo cliente. En efecto, al 31 de diciembre de 2010, aproximadamente un 63,2% de los ingresos son facturados a un solo cliente (o a sus filiales y relacionadas). En consecuencia, cambios en la situación financiera de este cliente podrían afectar el desempeño financiero de Transelec S.A.

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) 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.

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 para efectos de capital de trabajo por US\$ 60 millones. Al 31 de diciembre de 2010, 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 31 de diciembre 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 detallan las amortizaciones de capital de los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al cierre de diciembre de 2010, al 31 de diciembre 2009 y al 1 de enero de 2009.

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 Diciembre de 2010	114.727	0	136.587	128.733	388.346	768.393
31 de Diciembre de 2009	1.340	129.001	139.487	147.773	409.224	826.825
1 de Enero de 2009	1.373	299.381	5.490	147.894	326.585	780.722

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 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.

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.