



TRANSELEC S.A. Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE MARZO DE 2015

RESUMEN

Al 31 de marzo de 2015, Transelec S.A. y filial registraron un EBITDA* de MM\$64.742, un 23,8% superior al registrado a igual período de 2014 (MM\$52.307), con un margen EBITDA* sobre ingresos de 91,8% (85,4% en 2014). Este aumento se explica principalmente por los ingresos de explotación que a marzo de 2015 alcanzaron MM\$70.530, un 15,1% mayor a los registrados a marzo de 2014 (MM\$61.278). Por otro lado, los costos fijos registraron una variación menor entre los períodos en comparación, disminuyendo en un 5,7% para los correspondientes a Explotación y aumentando en un 6,7% para los de Administración y Ventas.

La utilidad obtenida por la Compañía a marzo de 2015 fue de MM\$28.880, que corresponde a un aumento del 116,2% con respecto al mismo período del año 2014 (MM\$13.361). Este aumento se explica principalmente por una menor pérdida en el resultado fuera de explotación (63,6%) y un mayor resultado de explotación (18,2%), parcialmente compensados por un mayor impuesto a la renta (431,3%).

La pérdida en el resultado fuera de explotación a marzo de 2015 de MM\$9.236, corresponde a una disminución de MM\$16.163 en comparación al mismo período de 2014, principalmente explicada por una ganancia en el resultado por unidades de reajuste, que mide el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía, y por una menor pérdida por diferencias de cambio.

Durante el primer trimestre de 2015, la Compañía incorporó MMUS\$2,6 de nuevas instalaciones, que corresponden a la puesta en servicio de la ampliación troncal "Ampliación S/E Cardones 220 kV".

Hechos relevantes del período:

- Con fecha 23 de enero de 2015, se celebró una Junta extraordinaria de accionistas de Transelec S.A., en la que se acordó aprobar la fusión de la filial Inversiones Eléctricas Transam Chile con Transelec S.A., en los términos y condiciones expuestos en dicha junta, delegando en el Directorio de la Sociedad la determinación de la oportunidad en que dicha fusión se debe materializar.
- Con fecha 30 de enero de 2015, la clasificadora de riesgo Fitch Ratings ha mejorado la clasificación de Transelec de 'BBB-' a 'BBB' para emisiones internacionales y de 'A+' a 'AA-' para emisiones locales.

Transelec S.A. y su filial Inversiones Eléctricas Transam Chile Ltda. han preparado sus estados financieros al 31 de marzo del 2015 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 2015 MM\$	Marzo 2014 MM\$	Variación 2015/2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Ingresos de Explotación	70.530	61.278	9.252	15,1%
Venta de Peajes	69.079	60.080	8.999	15,0%
Trabajos y Servicios	1.451	1.198	253	21,1%
Costos de Explotación	-18.914	-17.364	-1.551	8,9%
Costos Fijos	-6.208	-6.583	375	-5,7%
Depreciación	-12.707	-10.781	-1.926	17,9%
Gastos Administración y Ventas	-3.596	-3.290	-306	9,3%
Costos Fijos	-3.317	-3.108	-209	6,7%
Depreciación	-279	-182	-97	53,2%
Resultado de Explotación	48.020	40.624	7.396	18,2%
Otros Ingresos Financieros	1.692	2.892	-1.200	-41,5%
Costos Financieros	-14.584	-13.134	-1.450	11,0%
Diferencias de cambio	-276	-4.711	4.435	-94,1%
Resultado por unidades de reajuste	194	-11.167	11.361	-101,7%
Otras Ganancias	3.737	720	3.017	418,9%
Resultado Fuera de Explotación	-9.236	-25.400	16.163	-63,6%
Resultado Antes Impuesto Renta	38.783	15.224	23.559	154,7%
Impuesto a la Renta	-9.903	-1.864	-8.039	431,3%
Utilidad del Período	28.880	13.361	15.519	116,2%
EBITDA (*)	64.742	52.307	12.435	23,8%

(*)EBITDA= Ingresos de Explotación + Costos Fijos de Explotación + Costos Fijos de Administración y Ventas + Otras Ganancias

a) Resultado de la Explotación

Durante el primer trimestre de 2015, los ingresos de explotación alcanzaron MM\$70.530 aumentando en un 15,1% respecto al mismo período de 2014 (MM\$61.278). Este aumento está principalmente explicado por un mayor ingreso por Venta de Peajes, que a marzo de 2015 alcanzó MM\$69.079, un 15,0% mayor al obtenido en el mismo período del 2014 (MM\$60.080). Este aumento, es a su vez explicado principalmente por MM\$4.894 generados por efectos macroeconómicos (indexación y tipo de cambio), por MM\$2.346 derivados del término de una negociación de términos y condiciones de contratos pendientes con Endesa, y por MM\$1.248 correspondiente a diferencias de estimación y demanda en ingresos de subtransmisión. Por otro lado, los ingresos derivados de servicios a terceros alcanzaron MM\$1.451 a marzo de 2015, un 21,1% mayor a los obtenidos a igual período de 2014 (MM\$1.198), correspondiendo a un 2,1% y un 2,0% del total de los ingresos de explotación respectivamente.

Los costos de explotación durante el periodo en análisis alcanzaron MM\$18.914, un 8,9% mayor a los obtenidos en el mismo período en 2014 (MM\$17.364). Estos costos provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones y porcentualmente se desglosan en un 67,2% por la depreciación de los bienes del activo fijo (62,1% en 2014), y en un 32,8% correspondiente a costos de personal, de suministros y de servicios contratados (37,9% en 2014). Los costos fijos se



mantuvieron en un nivel similar al obtenido a marzo de 2014 (5,7% menor), lo que se explica principalmente por retrasos asociados a trabajos de mantenimiento (MM\$238) y asesorías relacionadas al mantenimiento (MM\$132). Por otro lado, a marzo de 2015 la depreciación resultó un 17,9% mayor a la registrada a marzo de 2014, principalmente explicada por la puesta en servicio de nuevos proyectos.

Los gastos de administración y ventas alcanzaron MM\$3.596 a marzo de 2015, un 9,3% mayor a los obtenidos en el mismo período en 2014 (MM\$3.290). Estos gastos están conformados principalmente en un 92,2% por gastos de personal y trabajos (94,5% en 2014), suministros y servicios contratados, y en un 7,8% por depreciación (5,5% en 2014). El aumento de los gastos de administración y ventas se debe principalmente al pago de servicios informáticos correspondientes al 2014 y 2015.

b) Resultado fuera de la explotación

Si bien el resultado fuera de explotación a marzo de 2015 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$9.236, resultó un 63,6% menor a lo registrado en el mismo periodo de 2014 (MM\$25.400), y se explica principalmente por una diferencia positiva en el resultado por unidades de reajuste de MM\$11.361, por una menor pérdida por diferencias de cambio de MM\$4.435 y por MM\$3.017 de aumento en otras ganancias, que incluyen MM\$3.284 por reliquidación de pérdidas en subtransmisión correspondientes al período 2011-2013.

La ganancia en el resultado por unidades de reajuste de MM\$194, en comparación a la pérdida de MM\$11.167 obtenida en el mismo período en 2014, se debe principalmente a la variación en la Unidad de Fomento (UF), que para el primer trimestre de 2015 corresponde a un -0,02% en comparación a un 0,45% para el mismo periodo de 2014.

Las diferencias de cambio resultaron en una pérdida de MM\$276, un 94,1% menor a la pérdida del periodo en comparación de 2014 (MM\$4.711). Esta menor pérdida se explica principalmente por ganancias derivadas del Cross Currency Swap contratado en agosto de 2014 (MM\$7.022) y pérdidas asociadas a contratos forward registradas a marzo de 2014 (MM\$1.281), parcialmente compensadas por el impacto negativo del alza del tipo de cambio en los bonos en dólares, que a marzo de 2015 alcanzó MM\$12.051, un 38,8% mayor a lo registrado a marzo de 2014 (MM\$8.680), considerando que la segunda emisión en dólares fue realizada en julio de 2014.

El aumento en los costos financieros se explica principalmente por MM\$2.654 de intereses pagados por el bono Senior Notes emitido el 9 de Julio de 2014, por MM\$1.065 correspondientes al devengo de intereses del Cross Currency Swap asociado a la emisión de este bono y por MM\$651 de costo adicional asociado a la base existente de bonos en UF y USD. Este aumento en los costos financieros se ve parcialmente compensado por el vencimiento de los bonos serie E, F e I durante el tercer trimestre de 2014 (MM\$1.547), el prepago del bono serie L durante el último trimestre de 2014 (MM\$556), un menor costo en los intereses pagados a sociedades relacionadas por la reestructuración de las deudas intercompañía (MM\$447) y por mayor capitalización de intereses (MM\$338).

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

El aumento en los activos entre diciembre de 2014 y marzo de 2015 se explica por un aumento en los activos corrientes y activos no corrientes. El aumento del activo corriente se debe mayormente a un aumento en los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar. Por otro lado, el aumento en los activos no corrientes se debe principalmente a un aumento en otros activos financieros asociados a la valorización del Cross Currency Swap, en las cuentas por cobrar a empresas



relacionadas y a un aumento del activo fijo producto del incremento de obras en curso y de la puesta en servicio de la ampliación troncal "Ampliación S/E Cardones 220 kV" registrada a marzo de 2015.

El aumento en los pasivos entre diciembre de 2014 y marzo de 2015 se explica por un aumento de los pasivos no corrientes, principalmente debido a un incremento en otros pasivos financieros y en los pasivos por impuestos diferidos. El aumento en otros pasivos financieros se explica principalmente por un aumento en las obligaciones con el público, mayormente reflejado en el saldo de los dos bonos en dólares emitidos en julio de 2013 y julio 2014 respectivamente. Por otro lado, los pasivos corrientes registraron un leve aumento que se explica principalmente por un aumento en otros pasivos no financieros, parcialmente compensada por un menor saldo en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por cobrar y por una disminución en otros pasivos financieros.

CONCEPTOS	Marzo 2015 MM\$	Diciembre 2014 MM\$	Variación 2015/ 2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Activos corrientes	145.468	128.514	16.954	13,2%
Activos no corrientes	2.046.670	2.028.552	18.118	0,9%
Total Activos	2.192.137	2.157.066	35.072	1,6%
Pasivos corrientes	99.484	96.930	2.555	2,6%
Pasivos no corrientes	1.281.289	1.254.884	26.405	2,1%
Patrimonio	811.363	805.252	6.112	0,8%
Total Pasivos y Patrimonio	2.192.137	2.157.066	35.072	1,6%

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Marzo 2015 MM\$	Diciembre 2014 MM\$	Variación 2015/ 2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Terrenos	20.556	20.060	496	2,5%
Construcción y obras de infraestruct.	1.059.208	1.046.214	12.995	1,2%
Obras en curso	82.741	73.169	9.572	13,1%
Maquinarias y equipos	536.850	546.349	-9.499	-1,7%
Otros activos fijos	5.318	4.394	924	21,0%
Depreciación	-348.843	-338.275	-10.568	3,1%
Total	1.355.831	1.351.911	3.920	0,3%

DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Marzo 2015	Diciembre 2014
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 H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,0	3,0
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sep-31	1,6	1,6
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	3,1
Senior Notes	USD	4,625%	Fija	26-jul-23	300,0	300,0
Senior Notes	USD	4,250%	Fija	14-ene-25	375,0	375,0
Revolving Credit Facility	USD	1,52%	Flotante		-	-
Huepil Loan	USD	1,88%	Flotante	10-oct-23	18,6	19,1

Si bien incrementos en la inflación pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los gastos financieros de la Compañía, estos impactos se encuentran mitigados por los ingresos de la Compañía, los cuales también se encuentran indexados a la inflación mediante la indexación de los polinomios de ingresos.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Marzo 2015 MM\$	Marzo 2014 MM\$	Variación 2015/2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	29.086	47.738	-18.651	-39,1%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-67.618	-47.160	-20.458	43,4%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-139	-284	146	-51,3%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	-38.670	293	-38.964	-13289,0%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del período	65.913	52.422	13.491	25,7%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	27.243	52.715	-25.473	-48,3%

A marzo de 2015, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$29.086, lo que representa una disminución del 39,1% respecto al mismo período de 2014 (MM\$47.738), principalmente explicado por un menor cobro procedente de la venta de bienes y prestación de servicios (MM\$10.454), por un mayor monto pagado a proveedores por el suministro de bienes y servicios (MM\$4.448) y por mayores intereses pagados (MM\$4.675) primordialmente provenientes de la nueva estructura de deuda (emisión de Senior Notes en Julio de 2014, vencimiento de Bonos Series E, F e I durante el tercer trimestre de 2014 y prepago del Bono Serie L en diciembre de 2014) y los intereses asociados al contrato Cross Currency Swap.

Durante el mismo periodo, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$67.618, un 43,4% mayor al utilizado a igual período de 2014 (MM\$47.160), explicados por un mayor flujo utilizado en préstamos a entidades relacionadas, principalmente a Transelec Holding Rentas Ltda., que a marzo de 2015 alcanzó MM\$45.928 en comparación al flujo positivo de MM\$3.014 registrado al mismo período de 2014, parcialmente compensado por un menor importe utilizado en la compra de propiedades, plantas y equipos que a marzo de 2015 alcanzó MM\$21.308 en comparación a los MM\$50.174 utilizados a mismo período de 2014, principalmente explicados por la adquisición de la Línea "Maitencillo - Cardones" a Guacolda S.A. en febrero de 2014 (MM\$29.995).



Durante el mismo periodo, el flujo neto utilizado en actividades de financiamiento fue de MM\$139, un 51,3% menor al utilizado a igual período de 2014 (MM\$284), principalmente explicado por diferencias de cambio asociadas a la filial Inversiones Eléctricas Transam S.A.

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 2015 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, DnB NOR, Citibank, JP Morgan Chase Bank y Export Development Canadá	US\$250.000.000	15-oct-17	Capital de trabajo

4. INDICADORES

Bonos	Covenant	Límite	Marzo 2015	Diciembre 2014
Todas las series locales	Test de Distribución (**)	FNO(*)/Costo Financiero > 1,5	4,08	4,35
	Deuda Total/Capitalización Total (***) < 0,7		0,61	0,61
	Patrimonio mínimo (en millones de UF) > UF15.000 miles		33,96	33,71

(*) 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 2015 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Marzo 2015	Diciembre 2014	Variación 2015/2014
---------	------------	----------------	---------------------

*Índices a junio se presentan anualizados

Rentabilidad

Rentabilidad del patrimonio *	14,2%	8,3%	71,7%
Rentabilidad del activo *	5,3%	3,1%	70,3%
Rentabilidad activos operacionales *	7,6%	4,4%	71,5%
Ganancia por acción (\$) *	115.520	66.773	73,0%

Liquidez y endeudamiento

Liquidez corriente	1,48	1,33	11,3%
Razón ácida	1,48	1,33	11,6%
Pasivo exigible/Patrimonio	1,70	1,68	1,2%
% Deuda corto plazo	6,96	7,17	-3,0%
% Deuda largo plazo	93,04	92,83	0,2%
Cobertura de gastos financieros	4,44	3,79	17,0%

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 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 47% de las líneas de 220 kV, del 85% de las líneas de 154 kV y del 10% en el segmento de líneas de 110 kV y 66 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. De acuerdo a lo indicado en el artículo tercero de la Ley N°20.805 publicada el 29 de enero de 2015 y a lo dispuesto en el Decreto N°8T del 22 de abril de 2015, se extiende la vigencia del Decreto N°61/2011 que fija la calificación de instalaciones troncales y las tarifas hasta el 31 de diciembre de 2015, a excepción de los valores asociados al AVI de las Labores de Ampliación.

Actualmente se encuentra en desarrollo el tercer Estudio de Transmisión Troncal que será la base para la determinación de la tarifas y fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2016 - 2019, las que se esperan sean publicadas por decreto del Ministerio de Energía el segundo semestre del año 2015.

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 fueron vigentes 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 periodo enero 2011 – diciembre 2014. La diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero 2011 hasta la fecha de publicación de este decreto serán reliquidadadas por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto N°14. De acuerdo a lo indicado en el artículo tercero de la Ley N°20.805 publicada el 29 de enero de 2015 y a lo dispuesto en el Decreto N°7T del 22 de abril de 2015, se extiende la vigencia del Decreto N°14/2013 que fija las tarifas de instalaciones subtransmisión y del Decreto Exento N°121/2010 que fija la calificación de instalaciones de subtransmisión hasta el 31 de diciembre de 2015.

En diciembre de 2014 finalizaron los nuevos Estudios de los Sistemas de Subtransmisión que serán la base para la determinación de la tarifas y fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2016 - 2019, las que se esperan sean publicadas por decreto del Ministerio de Energía el segundo semestre del año 2015.

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 y modificada mediante la Ley N° 20.417 publicada en el Diario Oficial el 26.01.2010. Esta última modificación contempló un cambio institucional, creándose nuevos organismos con competencias ambientales: (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. Luego, con la promulgación de la ley N° 20.600 el año 2012, se crean los Tribunales Ambientales, cuya función es resolver las controversias medioambientales de su competencia. Esta especialización en la institucionalidad genera un escenario de mayor control y fiscalización, en el accionar de la compañía.

El Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, modificado mediante el D.S. N° 40/2012, ha introducido cambios en los procesos de evaluación de proyectos, lo cual ha implicado adaptar la formulación de proyectos a estos nuevos escenarios, en lo que respecta principalmente al nivel de detalle de la descripción del proyecto y de la evaluación de sus impactos.

Asimismo, la dictación del D.S. N°66/2013, del Ministerio de Desarrollo Social, el cual regula el procedimiento de consulta indígena para el Estado Chileno, y el procedimiento de participación y consulta contemplado en el D.S N°40/2012 para los proyectos de inversión en el Sistema de



Evaluación de Impacto Ambiental, ha generado un nuevo escenario de alta incertidumbre. Ambos decretos, no poseen la validación global de los representantes de las comunidades indígenas, generándose por tanto procesos de consulta con baja efectividad, lo cual ha implicado demora en la gestión de proyectos y hasta la judicialización de algunas autorizaciones ambientales.

Los proyectos de inversión en Chile, se ven enfrentados a una ciudadanía más informada y organizada, por tanto el desafío es formular proyectos que incluyan tempranamente las inquietudes y planteamientos de la personas. El riesgo de no considerar a la ciudadanía en etapas tempranas del proyecto, se traduce en un escenario de mayor complejidad en la aprobación ambiental y judicialización de las materias en conflicto.

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 cuentas por cobrar en dólares.
- Transelec mantiene un contrato Cross Currency Swap que compensa los riesgos de tipo de cambio de la última emisión internacional, por un monto o notional equivalente a MMUS\$375.
- Transelec mantiene contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.

La exposición al riesgo de tipo de cambio es gestionada a través de una política aprobada 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 2015		Diciembre 2014	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	422.185	422.559	405.821	420.498
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	-	-	-	-
Partidas en Peso chileno	1.730.091	1.729.716	1.728.024	1.713.348

(*) 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) y hasta el año 2014 vendía un porcentaje de sus ingresos semestrales fijados en dólares, mediante forwards de ingresos. Estos forward fueron considerados como cobertura de flujos de caja y, por lo tanto, sus cambios de valor, mientras no se realizaban, fueron registrados en Otros resultados integrales.

TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2015 (\$)	Último día 2015 (\$)	Promedio 2014 (\$)	Último día 2014 (\$)
Enero	620,91	632,03	537,03	553,84
Febrero	623,62	618,76	554,41	559,38
Marzo	628,50	626,58	563,84	551,18
Promedio del periodo	624,34	625,79	551,76	554,80

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 2015, la Compañía posee cuatro clientes que representan individualmente entre un 3% y un 45% de los ingresos totales. Estos son Grupo Endesa (MM\$32.053), Grupo Colbún (MM\$12.199), Grupo AES Gener (MM\$12.452) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM\$2.223). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 83,5% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo periodo de 2014, la Compañía poseía igual estructura de clientes que individualmente representaban entre el 7% y el 52% de los ingresos totales, cuyos montos ascendieron a MM\$31.662, MM\$8.984, MM\$7.513 y MM\$4.112 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 85,3%.

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 Compañía.

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 es capaz de reaccionar financieramente tanto a las oportunidades de inversión como al pago oportuno de sus obligaciones, Transelec cuenta aparte de sus disponibilidades de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, con una línea de crédito comprometida del tipo revolving para uso de capital de trabajo por MMUS\$250 equivalentes a MM\$ 156.645. 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. Esta línea fue renegociada y extendida el 15 de octubre del 2014 con nueva fecha de vencimiento al 15 de octubre de 2017. En esta oportunidad el sindicato de bancos lo conformó Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, DnB NOR, Citibank, JP Morgan Chase Bank y Export Development Canadá. En esta última renovación, se mejoraron: (i) los costos por monto no comprometido (Commitment Fee) desde 0,6% a 0,4375%, (ii) el margen o spread por el uso desde 2,35% a 1,25% por monto girado y (iii) otras cláusulas de restricciones los cuales quedaron más favorables para Transelec.

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 2015 y al 31 de diciembre de 2014.

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 2015	53.930	248.300	98.383	649.117	875.331	1.925.062
31 de diciembre de 2014	53.259	249.539	97.061	410.285	1.110.499	1.920.643

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 tasa 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 2015 y al 31 de diciembre de 2014 fue a tasa fija, correspondiendo a un 99,08% y 99,1% 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 2015 (\$)	Último día 2015 (\$)	Promedio 2014 (\$)	Último día 2014 (\$)
Enero	24.597,3	24.557,2	23.369,9	23.435,9
Febrero	24.536,8	24.545,2	23.482,2	23.508,5
Marzo	24.582,5	24.622,8	23.552,5	23.607,0
Promedio del periodo	24.572,2	24.575,1	23.468,2	23.517,1