Análisis Razonado de Estados Financieros

TRANSELEC

Santiago, Chile
31 de marzo de 2018

RESUMEN

Al 31 de marzo de 2018, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$68.456, presentando un aumento de un 1,3% en relación al mismo período de 2017 (MM$67.588). Dicho aumento es explicado principalmente por la entrada en operación de nuevos proyectos e indexaciones de contratos vigentes, compensado en parte por efectos macroeconómicos explicados en su mayoría por la revalorización del peso (tipo de cambio CLP/USD).

Al 31 de marzo de 2018, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$58.442, un 0,4% mayor a igual período de 2017 (MM$58.220), con un Margen EBITDA[2] de 85,4%.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a marzo de 2018 fue de MM$18.168, que corresponde a un aumento de 7,5% en comparación al mismo período de 2017 (MM$16.902). La principal partida que explica este aumento es la mayor pérdida en Resultado por Unidades de Reajuste por MM$1.123 que mide, principalmente, el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía. Destaca así mismo, el mínimo impacto de resultado por diferencias de cambio debido al resultado de la aplicación de política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de la compañía.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de marzo de 2018 fue de MM$19.403, que corresponde a una disminución de 8,7% con respecto al mismo periodo del año 2017, en el cual se registró una utilidad por MM$21.250. La caída se explica principalmente por una mayor pérdida en el Resultado Fuera de Explotación y por mayores costos y gastos de la operación, compensado en parte por mayores Ingresos de actividades ordinarias.

En general, las cifras presentadas en este análisis razonado al 31 de marzo de 2018, muestran variaciones menores en comparación al mismo periodo de 2017, lo que refleja la estabilidad del negocio en el tiempo, el cual cuenta con una estructura de ingresos adecuadamente protegidos debido a las condiciones de mercado, la legislación y el marco regulatorio existente y la calidad y solvencia de los clientes.

Durante el período de 3 meses terminado el 31 de marzo del año 2018, la Compañía incorporó MM US$44,4 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de un nuevo proyecto Nacional, una ampliación en el segmento Nacional y una ampliación en el segmento Zonal. Así mismo, en el periodo de 12 meses móviles terminado en marzo de 2018 se incorporaron instalaciones por MM US$146,37.

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero

[2] Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

Hechos relevantes del período:

- El 15 de marzo de 2018, se concretó la compraventa de acciones entre Brookfield Asset Management (BAM) y China Southern Power Grid International (CSGI), por lo tanto CSGI pasa a ser accionista del 27,7% que BAM indirectamente poseía en Transelec S.A. Los otros 3 accionistas indirectos se mantienen sin variación (Canada Pension Plan (CPP), British Columbia Investment Management Corporation (bcIMC) y Public Sector Pension Investment (PSP)).

- Durante el primer trimestre de 2018 las clasificadoras de riesgo internacional Moody´s y Fitch Ratings ratificaron las clasificaciones de Transelec en Baa1 y BBB. Lo mismo realizaron las clasificadoras de riesgo locales Humphreys y Fitch Ratings, manteniendo las clasificaciones en AA-. Adicionalmente, Humphreys cambió el outlook de Transelec desde Estable a Positivo (las otras dos clasificadoras locales lo mantienen en Estable).

- El Directorio de Transelec S.A., en sesión celebrada el 21 de marzo de 2018, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas (a ser celebrada el 27 de abril) la distribución de un dividendo definitivo correspondiente al ejercicio 2017, por un monto total de MM$18.712, a ser pagado en las condiciones y plazos que se acuerden en la misma.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Marzo 2018 MM$	Marzo 2017 MM$	Variación 2018/2017 MM$	Variación 2018/2017 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**68.456**	**67.588**	**868**	**1,3%**
Venta de Peajes	66.763	65.967	796	1,2%
Servicios a Terceros	1.694	1.621	73	4,5%
Costos y Gastos de la Operación	**-24.029**	**-22.834**	**-1.195**	**-5,2%**
Costos de Ventas	-7.094	-5.761	-1.333	-23,1%
Gastos de Administración	-3.798	-4.521	723	16,0%
Depreciación	-13.137	-12.552	-586	-4,7%
Resultado de Explotación	**44.426**	**44.754**	**-328**	**-0,7%**
Ingresos Financieros	2.126	2.321	-195	-8,4%
Costos Financieros	-16.498	-16.703	205	1,2%
Diferencias de Cambio	38	132	-94	-71,6%
Resultado por Unidades de Reajuste	-4.505	-3.382	-1.123	-33,2%
Otras Ganancias (Pérdidas)	672	728	-56	-7,7%
Resultado Fuera de Explotación	**-18.168**	**-16.902**	**-1.266**	**-7,5%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**26.259**	**27.852**	**-1.593**	**-5,7%**
Impuesto a la Renta	-6.856	-6.602	-254	-3,8%
Utilidad del Período (Ganancias)	**19.403**	**21.250**	**-1.847**	**-8,7%**
EBITDA [1]	**58.442**	**58.220**	**222**	**0,4%**
Margen EBITDA [2]	**85,4%**	**86,1%**		

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos Fijos de Ventas + Gastos Fijos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero

[2] Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

a) Resultado de Explotación

Durante el período de 3 meses terminado el 31 de marzo del año 2018, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$68.456 aumentando un 1,3% respecto al mismo período de 2017 (MM$67.588). Dicho aumento está explicado por mayores ingresos por Venta de Peajes, que a marzo de 2018 alcanzaron MM$66.763, un 1,2% mayor a lo obtenido en el mismo período de 2017 (MM$65.967). Los ingresos de Servicios a Terceros al 31 de marzo de 2018 fueron de MM$1.694, un 4,5% mayor a lo registrado a igual período de 2017 (MM$1.621).

El aumento en Ingresos por Venta de Peajes es a su vez explicado por un aumento de MM$925 en el segmento Zonal y MM$667 en el segmento Dedicado, parcialmente compensado por MM$797 de menores ingresos asociados al segmento Nacional, principalmente por efectos macroeconómicos.

En su conjunto, el alza en ingresos es explicada principalmente por ingresos nuevos en 2018 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses por MM$2.014 y mayores ingresos por indexación, reajustes y la incorporación de un cliente dedicado por MM$1.254, compensado en parte por menores efectos macroeconómicos por MM$2.614.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de marzo de 2018 fue MM$24.029, un 5,2% más altos al compararlos con el mismo período de 2017 donde alcanzaron los MM$22.834. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$7.094, un 23,1% mayores al mismo período de 2017 (MM$5.761). Este aumento es explicado principalmente por mayores costos de mantenimiento asociado al incremento de actividades preventivas, donde destaca control de vegetación y lavado de líneas, y mayores costos de personal. Lo anterior es parcialmente compensando por menores costos del CDEC-CEN asociados a que la nueva Ley de Transmisión no los considera.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$3.798 a marzo de 2018, un 16,0% menores a los obtenidos en el mismo período en 2017 (MM$4.521). En 2017 existió un pago por multa asociada a falla en la Subestación Alto Jahuel y una regularización de estados de pago del proyecto Neptuno (proyecto con Metro S.A.), lo que incrementó los costos en aquel periodo. Lo anterior es compensado parcialmente ya que en 2018 aumentaron gastos de personal asociado a estudios de proyectos que no nos fueron adjudicados.

La Depreciación al 31 de marzo de 2018 resultó MM$13.137, aumentando en 4,7% en relación al mismo periodo de 2017 (MM$12.552). Esta alza se debe principalmente a nuevas entradas en operación de distintos activos y mayores amortizaciones por inversiones en software entre ambos periodos.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación de los 3 primeros meses de 2018 fue una pérdida de MM$18.168, un 7,5% mayor a igual período de 2017 (MM$16.902), explicado principalmente por mayores pérdidas en el Resultado por Unidades de Reajuste.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$4.505 al 31 de marzo de 2018, un 33,2% mayor a la pérdida registrada en igual período de 2017 (MM$3.382). Esto se debe principalmente al reajuste de los bonos locales en UF debido a la variación en el valor de la UF que para el período de 3 meses terminado el 31 de marzo del año 2018 corresponde a un 0,63% en comparación con un 0,47% para igual período de 2017, debido a la menor inflación en aquel período. Cabe recordar que este devengo es un resultado no-caja.

Los Costos Financieros registrados a marzo de 2018 alcanzaron los MM$16.498, un 1,2% menor a lo registrado en igual período de 2017 (MM$16.703). La disminución es explicada principalmente por menores intereses pagados por bonos en dólares por MM$628, dicha variación es asociada al efecto de un 8,13% de apreciación del peso en relación al dólar (comparando el tipo de cambio promedio de los períodos), compensada en parte por mayores intereses pagados por bonos en UF de MM$273 asociado al efecto de la variación de la UF en 1,92% promedio entre ambos años.

Las Otras Ganancias a marzo de 2018 fueron MM$672, un 7,7% menor al mismo período de 2017 (MM$728).

Las Diferencias de Cambio a marzo de 2018 resultaron ser una ganancia de MM$38 manteniéndose a niveles mínimos, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Ingresos Financieros registrados a marzo de 2018 alcanzaron los MM$2.124, un 8,5% menor a lo registrado al mismo período de 2017 (MM$2.321). La disminución es explicada principalmente por el menor monto de intereses por préstamos a sociedades relacionadas debido a que estos están principalmente denominados en dólares y se valorizaron a un menor tipo de cambio.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de marzo de 2018 fue de MM$6.856, aumentando un 3,8% en relación al mismo período de 2017 (MM$6.602). El alza se debe principalmente a una mayor tasa efectiva para el cálculo del impuesto.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Marzo 2018 MM$	Diciembre 2017 MM$	Variación 2018/2017 MM$	Variación 2018/2017 %
Activos Corrientes	135.958	145.839	-9.881	-6,8%
Activos No Corrientes	2.218.193	2.199.796	18.397	0,8%
Total Activos	**2.354.151**	**2.345.635**	**8.516**	**0,4%**
Pasivos Corrientes	105.604	116.590	-10.986	-9,4%
Pasivos No Corrientes	1.470.565	1.442.685	27.880	1,9%
Patrimonio	777.982	786.360	-8.378	-1,1%
Total Pasivos y Patrimonio	**2.354.151**	**2.345.635**	**8.516**	**0,4%**

El aumento en los Activos entre diciembre de 2017 y marzo de 2018 se explica por un aumento en los Activos No Corrientes, compensado en parte por una disminución de los Activos Corrientes. El aumento en los Activos No Corrientes se debe principalmente a un alza de cuentas por cobrar a empresas relacionadas y a un mayor saldo de propiedades plantas y equipos, por obras en curso. La disminución de los Activos Corrientes se debe principalmente a un menor saldo de cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

El aumento del total de Pasivos y Patrimonio se debe a un aumento de los Pasivos No Corrientes, compensando en parte por disminuciones en Pasivos Corrientes y Patrimonio. El alza de los Pasivos No Corrientes se debe a un aumento de los Pasivos financieros asociado a contratos de cobertura y en menor medida a la revalorización de la deuda. Los menores Pasivos Corrientes se deben principalmente a un menor saldo de Pasivos financieros de corto plazo y menores cuentas por pagar a proveedores, lo anterior es parcialmente compensado por mayores pasivos no financieros. La disminución en Patrimonio se debe casi en su totalidad a un menor saldo acumulado en Otras Reservas.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Marzo 2018 MM$	Diciembre 2017 MM$	Variación 2018/2017 MM$	Variación 2018/2017 %
Terrenos	20.696	20.696	0	0,0%
Construcción y obras de infraestructura	1.161.606	1.160.963	643	0,1%
Obras en curso	107.504	92.667	14.837	16,0%
Maquinarias y equipos	644.743	643.509	1.234	0,2%
Otros activos fijos	5.896	5.843	53	0,9%
Depreciación	-479.166	-467.409	-11.757	-2,5%
Total	**1.461.280**	**1.456.268**	**5.012**	**0,3%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Marzo 2018	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Diciembre 2017
Bono Local Serie D	UF	4,25%	Fija	15-dic-27	13,50	13,50
Bono Local Serie H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,00	3,00
Bono Local Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sep-31	1,60	1,60
Bono Local Serie M	UF	4,05%	Fija	15-jun-32	3,40	3,40
Bono Local Serie N	UF	3,95%	Fija	15-dic-38	3,00	3,00
Bono Local Serie Q	UF	3,95%	Fija	15-oct-42	3,10	3,10
Bono US @2023	USD	4,625%	Fija	26-jul-23	300,00	300,00
Bono US @2025	USD	4,25%	Fija	14-ene-25	375,00	375,00
Bono US @2029	USD	3,875%	Fija	12-ene-29	350,00	350,00
Revolving Credit Facility[1]	USD	3,56%	Flotante	03-ago-20	-	-
Revolving Credit Facility[2]	UF	1,03%	Flotante	03-ago-20	-	-
Pagaré Local	CLP	2,77%	Fija	03-ago-18	20.000,00	20.000,00

[1] Línea de Crédito Comprometida: Tranche USD por MM US$150: La tasa de interés flotante de 3,56% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,25%. Al 31 de marzo de 2018, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 3,56%, pero sí paga una comisión fija correspondiente al 0,4375% anual del monto comprometido no girado.

[2] Línea de Crédito Comprometida: Tranche UF por MM UF$2,5: La tasa de interés flotante de 1,03% se descompone en TAB UF 180 más un margen de un 0,25%. Al 31 de marzo de 2018, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 1,03%, pero sí paga una comisión fija correspondiente al 0,15% anual del monto comprometido no girado.

Se observa en la tabla que el único vencimiento en corto plazo es el Pagaré Local, para el cual Transelec cuenta con la liquidez necesaria para cumplir con la obligación de deuda.

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 en parte compensados por ingresos indexados a inflación.

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Marzo 2018 MM$	Marzo 2017 MM$	Variación 2018/2017 MM$	Variación 2018/2017 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	30.480	48.882	-18.402	-37,6%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-31.689	-63.285	31.596	49,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	0	0	0	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**-1.209**	**-14.404**	**13.195**	**91,6%**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	61.628	54.647	6.981	12,8%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**60.420**	**40.243**	**20.177**	**50,1%**

Al 31 de marzo de 2018, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$30.480 el cual disminuyo en un 37,6% respecto al mismo período de 2017 (MM$48.882). La diferencia se explica principalmente por menores cobros por ventas por MM$16.492.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$31.689 un 49,9% menor al destinado al 31 de marzo de 2017 (MM$63.285). La disminución es explicada principalmente por mayor préstamo a entidades relacionadas a marzo de 2017 por MM$17.554 y a la adquisición de la totalidad de las acciones de la sociedad Transmisión del Melado SpA por MM$8.728.

A marzo 2017 y de 2018, no ha habido movimientos de flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento.

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 2018 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility), la cual fue renegociada en 2017 y está totalmente disponible:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, DnB NOR y Export Development Canada	US$150.000.000	03-ago-2020	Capital de trabajo
Scotiabank y Banco Estado	UF$2.500.000	03-ago-2020	Capital de trabajo

4. INDICADORES

A continuación se presentan restricciones financieras contenidas en las emisiones de bonos locales.

Covenants	Contrato	Límite	Marzo 2018	Diciembre 2017
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,64	0,63
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	29,78	30,28
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	802.951	811.330
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	<7,0x	5,82	5,78

Test	Bonos	Límite	Marzo 2018	Diciembre 2017
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	3,71	4,07

[1] 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 2018 asciende a MM$24.970.

[2] Test para poder distribuir pagos restringidos, tales como dividendos.

[3] 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.

A continuación se presentan índices de rentabilidad, liquidez y endeudamiento de la compañía.

ÍNDICES		Marzo 2018	Diciembre 2017	Variación 2018/2017
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	9,8%	10,0%	-20 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	3,2%	3,3%	-10 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	5,2%	5,4%	-20 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	76.402	78.249	-2,4%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	1,29	1,25	3,2%
Razón ácida	(veces)	1,29	1,25	3,2%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,03	1,98	2,5%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	6,7%	7,5%	-80 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	93,3%	92,5%	80 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,54	3,35	5,7%

[1] Índices de Rentabilidad se presentan bajo el criterio de últimos 12 meses móviles.

[2] Rentabilidad del Patrimonio es calculada como la Utilidad del Período sobre el Patrimonio.

[3] Rentabilidad de los Activos es calculada como la Utilidad de Período sobre el total de Activos.

[4] Rentabilidad de los Activos Operacionales es calculada como la Utilidad de Período sobre el valor total de Activos en Explotación.

[5] Ganancia por acción es calculada como la Utilidad de Período sobre el total de acciones emitidas.

5. EL MERCADO DE LA TRANSMISIÓN

5.1. La actividad de transmisión y su regulación.

Transelec desarrolla sus actividades en Chile en el mercado de la electricidad, en el cual se distinguen principalmente tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación comprende a las empresas que se dedican a la producción de energía eléctrica que posteriormente será usada a lo largo del país por los usuarios finales. El sector de distribución tiene como misión transportar y distribuir la electricidad hasta los centros de consumo donde cada uno de los usuarios finales hará uso de esa electricidad. Finalmente, el sector de transmisión (único sector en el que participa Transelec) tiene como objetivo básico el transporte de la electricidad desde el lugar de su producción (en las centrales eléctricas), hasta los "puntos de entrada y salida" de las redes de las empresas distribuidoras o de los grandes consumidores finales.

El sistema de transmisión de Transelec, 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 del Sistema Eléctrico Nacional. Este sistema de transmisión transporta la electricidad que llega a las zonas donde habita el 98,5% de la población de Chile. La compañía es dueña del 36% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 41% de las líneas de 220 kV, del 84% 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 Nº 1/1982) y sus posteriores modificaciones, destacando en especial la Ley 19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004 y la recientemente publicada, Ley 20.936 de fecha 20 de julio de 2016, la que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Adicionalmente, quienes exploten y operen instalaciones de transmisión deben sujetarse en todo momento a lo dispuesto en 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 nueva ley 20.936/2016 redefine los sistemas de transmisión calificándolos en cinco segmentos: Sistema de Transmisión Nacional (antiguamente troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (antiguamente subtransmisión) los Sistemas Dedicados (antiguamente adicional), Sistemas para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional. Adicionalmente, la nueva normativa incorpora una planificación energética y de la transmisión con un horizonte de largo plazo, que contempla holguras en los sistemas y busca alcanzar un sistema más robusto y seguro, regula la tarificación de los sistemas nacional, zonal, para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la retribución económica que puede obtener de los cargos por uso de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de seguridad y calidad de servicio previamente establecidos.

5.2. Valorización y tarificación de las instalaciones

Los precios asociados a la actividad de transmisión son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años, mediante la realización de un estudio licitado internacionalmente, y procesos que contemplan la participación de las empresas del sector, los usuarios e instituciones interesadas y el Panel de Expertos en caso de existir discrepancias.

La tarificación de las instalaciones existentes reconoce los costos eficientes de adquisición e instalación de acuerdo a precios de mercado, los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres períodos tarifarios y una tasa de descuento variable. Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) a partir de la suma de los ingresos tarifarios reales y un cargo único por uso asociado a cada segmento y aplicado directamente a los usuarios finales.

Durante los años 2014 y 2015 se desarrolló el tercer proceso de fijación tarifaria de las instalaciones troncales para determinar las tarifas y fórmulas de indexación correspondientes al cuadrienio 2016 - 2019, las que fueron fijadas mediante el Decreto 23T del Ministerio de Energía el 3 de febrero del año 2016 y cuya aplicación es retroactiva a partir del 1 de enero del año 2016. Dicha normativa fijó las instalaciones de transmisión troncal y los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), más el VATT de las instalaciones troncales, y las fórmulas de indexación aplicables durante dicho período.

La Ley 20.936/2016 contempla un nuevo régimen de pago por uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, que rige a partir del 1° de enero de 2019, período que se prolonga transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2034, y durante el cual los pagos por uso por parte de las empresas generadoras, asociado a los contratos de suministro para clientes libres y regulados, y celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de esta nueva ley, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal pero con algunas adecuaciones. Estos peajes de inyección resultantes aplicables a las generadoras irán disminuyendo progresivamente año a año y el pago de los montos correspondientes serán traspasados paulatinamente a la demanda.

En relación a las instalaciones del sistema de transmisión zonal (antiguamente subtransmisión), con fecha 9 de abril de 2013 se publicó en el diario oficial el Decreto Supremo 14 del Ministerio de Energía en el que se fijan las tarifas de subtransmisión para el período enero 2011 – diciembre 2014. La diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero de 2011 hasta la fecha de publicación de este decreto fue reliquidadada por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto 14/2013. Posteriormente, de acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio de la Ley N°20.805/2015 y a lo dispuesto en el Decreto 7T del 22 de abril de 2015, se extendió la vigencia del Decreto 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.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo undécimo transitorio de la reciente ley 20.936/2016, durante el período que medie entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de marzo de 2018, seguirá vigente el Decreto 14/2013 y las tarifas de subtransmisión que en él se fijaron, excluyéndose el pago que corresponde a las empresas generadoras. Estos pagos no serán cubiertos ni absorbidos por el resto de los usuarios de los sistemas de subtransmisión. El Ministerio de Energía deberá emitir un decreto donde podrá efectuar los ajustes al Decreto 14 para implementar la exención de pago de las centrales generadoras y hacerla consistente con la aplicación del Decreto 23T, y los ingresos de subtransmisión que se han venido percibiendo desde el 1° de enero de 2016 deberán ser reliquidados conforme las disposiciones que contenga dicho decreto.

Por otro lado, conforme a lo dispuesto en el artículo duodécimo de la ley 20.936/2016, durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14 se dará continuidad y término al proceso de fijación de las nuevas tarifas de subtransmisión las que tendrán vigencia desde el 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019. Dichas tarifas y fórmulas de indexación serán determinadas en base a los Estudios de los Sistemas de Subtransmisión que originalmente comenzaron a realizarse el año 2014, para las tarifas correspondientes al cuadrienio 2016 – 2019.

6. FACTORES DE RIESGO

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, Transelec 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

Tal como se señaló anteriormente, el procedimiento de fijación de tarifas de transmisión eléctrica está fijado por ley e incluye reajustes y reliquidaciones a fin de garantizar una rentabilidad real anual al operador de las instalaciones de transmisión. Así, 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 las tarifas de los Sistemas Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo que abastecen a clientes regulados, se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos atractivas en términos de las inversiones incurridas.

La ley 20.936/2016 considera la promulgación de varios reglamentos, los que se encuentran en proceso de elaboración y se espera se complete su publicación durante el segundo semestre de 2017. Sin perjuicio que para la elaboración de la gran mayoría de dichos reglamentos la autoridad ha contemplado la participación de los agentes privados del sector mediante mesas de trabajo y de la

ciudadanía en general a través de los procedimientos de consulta pública, la autoridad no se encuentra obligada a incorporar los comentarios y observaciones que se hagan a las versiones preliminares de los reglamentos, y finalmente puede incluir lo que estime pertinente o necesario, siempre con apego a la ley.

Adicionalmente, y en virtud del régimen de acceso abierto universal que contempla la nueva ley respecto de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, Interconexión Internacionales, para Polos de Desarrollo, y Sistemas Dedicados cuando existe capacidad técnica disponible, es posible constatar un riesgo propio asociado al alcance y aplicación de dicha reforma, ya que la autoridad será la que finalmente fijará las condiciones particulares de implementación de dicho régimen en el respectivo reglamento. Sin perjuicio de ello, la Comisión Nacional de Energía emitió el 30 de marzo una resolución que regula en detalle esta materia, de manera transitoria hasta la dictación del reglamento definitivo.

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 cuya principal modificación es la realizada mediante la Ley N° 20.417 publicada en el Diario Oficial el 26 de enero de 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 la 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 (SEIA), 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, principalmente respecto al nivel de detalle de la descripción del proyecto, análisis de alternativas y de la evaluación de sus impactos.

En el mes de abril de 2015 mediante Decreto N° 20 del Ministerio del Medio Ambiente, la Presidenta de la República creó la Comisión Asesora Presidencial para la evaluación del SEIA, con el objeto de levantar las principales debilidades estructurales de dicho sistema y elaborar propuestas que contribuyan a la correcta implementación y operatividad del proceso e instrumento de gestión ambiental. El informe final de la referida Comisión Presidencial, emitido en julio de 2016, propone 25 medidas que apuntan al fortalecimiento y mejoramiento del SEIA a través de cambios legales, normativos y procedimentales. Sin embargo, a la fecha el Ministerio de Medio Ambiente no ha establecido la prioridad que tendrán las modificaciones a introducir a la Ley 19.300 y al actual Decreto 40/2012, como resultado de dicho informe.

Por otra parte, la dictación del D.S. N°66/2013 del Ministerio de Desarrollo Social, el cual regula el procedimiento de consulta indígena y su aplicación según lo contemplado en el D.S N°40/2012 respecto de los proyectos que ingresen al SEIA, ha tenido resultados de relativa efectividad, lo cual ha implicado demora en la gestión de algunos proyectos y hasta la judicialización de algunas autorizaciones ambientales. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos meses se ha observado una relativa disminución en la judicialización de autorizaciones ambientales.

Cabe mencionar que los distintos proyectos que podrían materializarse en Chile, se ven enfrentados a una ciudadanía más informada y organizada, por tanto el desafío es incluir tempranamente las inquietudes y planteamientos de la comunidad a través de procesos de participación e información temprana previos a la tramitación ambiental de los proyectos. 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 en la judicialización de los permisos ambientales.

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 de Tipo de Cambio

La exposición al riesgo de diferencia de cambio de Transelec (dado que su moneda funcional es el peso Chileno) tiene los siguientes orígenes:

- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.
- Transelec mantiene pasivos (cuentas por pagar) en dólares, asociado a bonos emitidos en Estados Unidos
- Transelec mantiene activos (cuentas por cobrar) en dólares, asociado a préstamos intercompañía.
- Transelec mantiene contratos cross currency swap que compensan los riesgos de tipo de cambio de las emisiones internacionales.

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 2018		Diciembre 2017	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	376.119	615.705	637.899	632.905
Partidas en Peso chileno	1.966.500	1.726.913	1.704.719	1.709.713

TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2018 ($)	Último día 2018 ($)	Promedio 2017 ($)	Último día 2017 ($)
Enero	605,53	603,25	661,19	646,19
Febrero	596,84	593,61	643,21	648,88
Marzo	603,45	603,39	661,20	663,97
Promedio del periodo	**601,94**	**600,08**	**655,20**	**653,01**

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 nacionales 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 significativos.

Al 31 de marzo de 2018, la Compañía posee cinco clientes que representan individualmente entre un 2,3% y un 40,4% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (MM$24.336), Colbún (MM$11.430), Grupo AES Gener (MM$9.417), Engie (MM$4.308) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM$1.518). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 74,5% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo período de 2017, la Compañía poseía similar estructura de clientes, cuyos ingresos ascendieron a MM$27.928, MM$12.762, MM$11.424, MM$3.243 y MM$1.773 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 84,5%.

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 Transelec es capaz de reaccionar financieramente tanto a las oportunidades de inversión como al pago oportuno de sus obligaciones, la compañía 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 aproximadamente MMUS$250, equivalentes a MM$157.925.725. A la fecha, esta línea no registra saldo de montos utilizados. Esta línea de crédito comprometida fue contratada por primera vez con fecha 9 de julio de 2012, siendo renegociada y extendida los años 2014 y 2017. La última renovación del 3 de agosto de 2017 mantiene el monto total, pero incluye un tranche en pesos y otro en dólares, y además incluye otras mejoras. Fue otorgada por un período de 3 años por un sindicato de bancos conformados por Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, EDC, DnB NOR y Banco Estado. Está línea no incluye ningún tipo de cláusula de cambio adverso material.

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 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

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 2018	77.626	114.790	114.790	991.792	720.312	2.019.308
31 de diciembre de 2017	77.923	115.384	115.384	1.006.579	728.358	2.043.629

b) Riesgo asociado a la reliquidación de ingresos tarifarios del sistema de transmisión Nacional

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 Nacional 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 CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), 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 CEN, 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.

La totalidad de la deuda de la Compañía al 31 de marzo de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 fue 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 gasto financiero de la Compañía.

Cuadro Evolutivo valor UF

MES	Promedio 2018 ($)	Último día 2018 ($)	Promedio 2017 ($)	Último día 2017 ($)
Enero	26.811,97	26.824,94	26.340,76	26.318,21
Febrero	26.864,09	26.923,70	26.336,93	26.392,09
Marzo	26.961,32	26.966,89	26.442,88	26.471,94
Promedio del periodo	**26.879,13**	**26.905,18**	**26.373,52**	**26.394,08**

Hechos posteriores:

- El 27 de abril de 2018 se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas, donde se acordó, entre otras cosas, lo siguiente:
  - Aprobar los Estados Financieros correspondientes al periodo terminado el 31 de diciembre de 2017.
  - Aprobar el dividendo definitivo de 2017 por MM$18.712, el cual será pagado el 29 de mayo.
  - Aprobar la designación como auditores externos para el ejercicio 2018 a Deloitte.