

Análisis Razonado de Estados Financieros

TRANSELEC S.A Y FILIAL

Santiago, Chile

31 de diciembre de 2018

RESUMEN

Al 31 de diciembre de 2018, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$329.217, presentando un aumento de un 18,2% en relación al mismo período de 2017 (MM\$278.599). Dicho aumento es explicado principalmente por la entrada en vigencia del Decreto 6T que establece principalmente las nuevas tarifas de transmisión del segmento Zonal. También existe un alza en relación al año anterior por la entrada en operación de nuevos proyectos y por efectos macroeconómicos, explicados en su mayoría por alza en los índices de precios del consumidor (local e internacional).

Al 31 de diciembre de 2018, Transelec registró un EBITDA¹ de MM\$278.153, un 19,7% mayor a igual período de 2017 (MM\$232.382), con un Margen EBITDA² de 84,5%. El alza en EBITDA se debe casi en su totalidad a los mayores ingresos explicados anteriormente.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a diciembre de 2018 fue de MM\$77.496, que corresponde a un aumento de 12,2% en comparación al mismo período de 2017 (MM\$69.050). La principal partida que explica este aumento es la mayor pérdida en Resultado por Unidades de Reajuste por MM\$8.265 que mide, principalmente, el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de diciembre de 2018 fue de MM\$105.468, registrando un alza de 34,8% en relación al mismo periodo del año 2017, en el cual se registró una utilidad por MM\$78.249.

Durante el año 2018, la Compañía incorporó MM US\$163,3 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de dos nuevos proyectos del sistema Nacional, cuatro ampliaciones en el segmento Nacional y una ampliación en el segmento Zonal. Entre los proyectos que entraron en operación, destaca la puesta en servicio del proyecto "Línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia", que considera un tramo subterráneo de aproximadamente 1,5 km.

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 27,79% que BAM indirectamente poseía en Transelec S.A. Los otros 3 accionistas indirectos se mantienen sin variación (Canada Pension Plan (CPP), BCI (anteriormente bcIMC) y Public Sector Pension Investment (PSP)).
- El 27 de abril de 2018 se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas, donde se acordó, entre otras temas, lo siguiente:
 - Aprobar los Estados Financieros correspondientes al periodo terminado el 31 de diciembre de 2017.
 - Aprobar la designación como auditores externos para el ejercicio 2018 a Deloitte.
- En Noviembre de 2018, la clasificadora de riesgo local Humphreys subió la clasificación de la Compañía de AA- a AA con outlook estable. Adicionalmente durante 2018, las clasificadoras de riesgo locales Feller y Fitch Ratings ratificaron las clasificaciones en AA-. Las clasificadoras de riesgo internacional Moody's, Fitch Ratings y Standard & Poors, por su parte, también ratificaron las clasificaciones de Transelec en Baa1, BBB y BBB, respectivamente.
- El 3 de agosto de 2018, Transelec pagó el crédito a un año que tenía con Banco BCI a su vencimiento por MM\$20.000.
- En octubre de 2018 se publicó en el Diario Oficial el Decreto 6T que fija las nuevas tarifas del segmento Zonal las que tendrán vigencia desde el 1º de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019. La diferencia de ingresos entre el Decreto anterior y el actual, ocurrida durante los 3 primeros trimestres de 2018, se reconoció en forma retroactiva como ingresos en el cuarto trimestre de 2018.
- En noviembre se llevó a cabo el Primer Encuentro de Directores y Colaboradores donde se dio a conocer el funcionamiento y responsabilidades del Directorio y de los diferentes Comités. Así mismo los colaboradores pudieron presentar algunos temas que se están llevando a cabo en la Compañía.
- Durante el 2018, Transelec distribuyó a sus accionistas un total de MM\$58.599 de dividendos:
 - MM\$18.712 como dividendo definitivo del ejercicio 2017, distribuido el 23 de mayo de 2018.
 - MM\$19.404 como primer dividendo provisorio del año 2018, distribuido el 19 de junio de 2018.
 - MM\$20.483 como segundo dividendo provisorio del año 2018, distribuido el 25 de septiembre de 2018.
 - El Directorio acordó suspender el tercer dividendo provisorio.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Diciembre 2018 MM\$	Diciembre 2017 MM\$	Variación 2018/ 2017 MM\$	Variación 2018/ 2017 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	329.217	278.599	50.618	18,2%
Venta de Peajes	323.003	271.771	51.232	18,9%
Servicios a Terceros	6.214	6.828	-614	-9,0%
Costos y Gastos de la Operación	-108.668	-106.272	-2.396	-2,3%
Costos de Ventas	-31.783	-31.513	-270	-0,9%
Gastos de Administración	-23.293	-19.380	-3.913	-20,2%
Depreciación y Amortización	-53.592	-55.379	1.787	3,2%
Resultado de Explotación	220.549	172.327	48.222	28,0%
Ingresos Financieros	10.097	9.138	959	10,5%
Costos Financieros	-68.692	-69.326	634	0,9%
Diferencias de Cambio	-1.461	-138	-1.323	-956,1%
Resultado por Unidades de Reajuste	-20.544	-12.279	-8.265	-67,3%
Otras Ganancias (Pérdidas)	3.104	3.555	-451	-12,7%
Resultado Fuera de Explotación	-77.496	-69.050	-8.446	-12,2%
Ganancia, Antes de Impuestos	143.053	103.278	39.775	38,5%
Impuesto a la Renta	-37.586	-25.029	-12.557	-50,2%
Utilidad del Período (Ganancias)	105.467	78.249	27.218	34,8%
EBITDA¹	278.153	232.382	45.771	19,7%
Margen EBITDA²	84,5%	83,4%		

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

Al cierre del año 2018, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$329.217 aumentando un 18,2% respecto al mismo período de 2017 (MM\$278.599). Dicho aumento está explicado por mayores ingresos por Venta de Peajes, que a diciembre de 2018 alcanzaron MM\$323.003, un 18,9% mayor a lo obtenido en el mismo período de 2017 (MM\$271.771). Los ingresos de Servicios a Terceros al 31 de diciembre de 2018 fueron de MM\$6.214, un 9,0% menor a lo registrado a igual período de 2017 (MM\$6.828).

El aumento en Ingresos por Venta de Peajes es a su vez explicado por un aumento de MM\$15.579 en el segmento Nacional, MM\$32.557 en el segmento Zonal y MM\$3.097 segmento Dedicado.

En su conjunto, el alza en ingresos es explicada casi en su totalidad por: (i) la entrada en vigencia del Decreto 6T que establece principalmente las nuevas tarifas de transmisión del segmento Zonal para el periodo 2018-2019 por MM\$29.156, (ii) ingresos nuevos en 2018 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses por MM\$11.413 y (iii) efectos macroeconómicos por MM\$6.260.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de diciembre de 2018 fue MM\$108.668, un 2,3% más altos al compararlos con el mismo período de 2017 donde alcanzaron los MM\$106.272. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.



Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM\$31.783, un 0,9% mayores al mismo período de 2017 (MM\$31.513). 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 por el pago asociado a negociación colectiva con uno de los sindicatos, lo cual entrega certidumbre en costos de personal por lo próximos 3 años. Lo anterior es casi totalmente compensando por menores costos del CDEC-CEN asociados a que la nueva Ley de Transmisión ya no los considera.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM\$23.293 a diciembre de 2018, un 20,2% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2017 (MM\$19.380). El aumento es explicado principalmente por mayores gastos de personal en 2018 asociado a negociación colectiva con uno de los sindicatos y por gastos en consultorías, mayormente asociados a iniciativas de Estrategia, Transformación Digital, y Productividad.

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2018 resultó en MM\$53.592, disminuyendo en 3,2% en relación al mismo periodo de 2017 (MM\$55.379). La disminución es explicada principalmente debido a que en 2017 hubo un aumento de retiros por reemplazos de equipos. Lo anterior es parcialmente compensando por la entrada en operación de nuevos proyectos y mayores amortizaciones por inversiones en software entre ambos periodos.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación de 2018 fue una pérdida de MM\$77.496, un 12,2% mayor a igual período de 2017 (MM\$69.050), explicado principalmente por mayores pérdidas en el Resultado por Unidades de Reajuste.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM\$20.544 al 31 de diciembre de 2018, un 67,3% mayor a la pérdida registrada en igual período de 2017 (MM\$12.279). 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 del año 2018 corresponde a un 2,86% en comparación con un 1,71% para el año 2017, debido a la menor inflación en aquel período. Cabe recordar que este devengo es un resultado no- caja.

Los Costos Financieros registrados a diciembre de 2018 alcanzaron los MM\$68.692 prácticamente en línea a lo registrado a igual periodo de 2017 (MM\$69.326).

Las Otras Ganancias a diciembre de 2018 fueron MM\$3.104, un 12,7% menor al mismo período de 2017 (MM\$3.555). La diferencia es producida por regularizaciones con proveedores e ingresos asociados a un seguro, hechos que ocurrieron en 2017.

Las Diferencias de Cambio a diciembre de 2018 resultaron en una pérdida de MM\$1.461. La Compañía mantiene una política de cobertura de balance que permite acotar estas pérdidas. Durante el 2018 hubo importantes fluctuaciones en tipo de cambio, las cuales tuvieron un mayor efecto sobre partidas temporales del balance que resultaron en la pérdida mencionada.

Los Ingresos Financieros registrados a diciembre de 2018 alcanzaron los MM\$10.097, siendo un 10,5% mayores a lo registrado al mismo período de 2017 (MM\$9.138). El alza se debe principalmente a mayor saldo en caja durante el año.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de diciembre de 2018 fue de MM\$37.586, aumentando un 50,2% en relación al mismo período de 2017 (MM\$25.029). El alza se debe principalmente a la mayor ganancia antes de impuesto.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2018 MM\$	Diciembre 2017 MM\$	Variación 2018/2017 MM\$	Variación 2018/2017 %
Activos Corrientes	182.590	145.839	36.751	25,2%
Activos No Corrientes	2.267.861	2.199.796	68.065	3,1%
Total Activos	2.450.450	2.345.635	104.815	4,5%
Pasivos Corrientes	91.041	116.590	-25.549	-21,9%
Pasivos No Corrientes	1.558.516	1.442.685	115.831	8,0%
Patrimonio	800.893	786.360	14.533	1,8%
Total Pasivos y Patrimonio	2.450.450	2.345.635	104.815	4,5%

El aumento en los Activos entre diciembre de 2017 y diciembre de 2018 se explica tanto por un aumento en los Activos No Corrientes como en 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. El aumento de los Activos Corrientes se debe principalmente a mayor caja y por mayores cuentas por cobrar a clientes, compensando en parte por 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 y Patrimonio, compensando en parte por disminuciones en los Pasivos Corrientes. El alza de los Pasivos No Corrientes se debe principalmente a un aumento de los Pasivos financieros debido a revalorización de la deuda. El alza en Patrimonio se debe a mayores Ganancias acumuladas, asociado a la no distribución de dividendos en el último trimestre de 2018, compensado en parte por un menor saldo acumulado en Otras Reservas. Los menores Pasivos Corrientes se deben principalmente a menor pasivo financiero asociado al pago de la deuda que se tenía con Banco BCI por MM\$20.000 y menores cuentas por pagar a proveedores.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Diciembre 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	1.198.913	1.160.963	37.950	3,3%
Obras en curso	73.920	92.667	-18.747	-20,2%
Maquinarias y equipos	693.226	643.509	49.717	7,7%
Otros activos fijos	6.110	5.843	267	4,6%
Depreciación	-513.132	-467.409	-45.723	-9,8%
Total	1.479.734	1.456.268	23.466	1,6%

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Diciembre 2018	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	4,06%	Flotante	03-ago-20	-	-
Revolving Credit Facility ²	UF	2,44%	Flotante	03-ago-20	-	-
Pagaré Local	CLP	2,77%	Fija	03-ago-18	-	20.000,00

¹ Línea de Crédito Comprometida: Tranche USD por MM US\$150: La tasa de interés flotante de 4,06% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,25%. Al 31 de diciembre de 2018, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 4,06%, 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 2,44% se descompone en TAB UF 180 más un margen de un 0,25%. Al 31 de diciembre de 2018, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 2,44%, pero sí paga una comisión fija correspondiente al 0,15% anual del monto comprometido no girado.

El 3 de agosto de 2018, Transelec pagó el crédito a un año que tenía con Banco BCI a su vencimiento por MM\$20.000.

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	Diciembre 2018 MM\$	Diciembre 2017 MM\$	Variación 2018/ 2017 MM\$	Variación 2018/2017 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	203.189	190.442	12.747	6,7%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-81.597	-113.963	32.366	28,4%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-79.161	-69.498	-9.663	-13,9%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	42.431	6.982	35.449	507,8%
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	104.059	61.628	42.431	68,9%

Al 31 de diciembre de 2018, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$203.189 el cual aumento en un 6,7% respecto al mismo período de 2017 (MM\$190.442). La diferencia se explica principalmente por menores pagos a proveedores por MM\$13.995.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$81.597 un 28,4% menor al destinado al 31 de diciembre de 2017 (MM\$113.963). La disminución es explicada principalmente por menores flujos utilizados en la compra de propiedades, planta y equipo por MM\$33.334 y menores préstamos neto a entidades relacionadas por MM\$42.049. Lo anterior es parcialmente compensado ya que en 2017 existió un flujo asociado al traspaso de los activos de Transelec Concesiones.

A diciembre de 2018, el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento alcanzo los MM\$79.161 aumentando un 13,9% en relación al mismo periodo de 2017 (MM\$69.498). En 2017, la deuda adquirida con Banco BCI redujo el flujo utilizado en aquel periodo, y el pago de aquella deuda en 2018 aumenta el flujo en el periodo actual.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 31 de diciembre 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 los contratos de deuda nacional.

Covenants	Contrato	Límite	Diciembre 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	29,96	30,28
Patrimonio Mínimo ¹ MM\$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	825.863	811.330
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	<7,0x	4,93	5,78

Test	Bonos	Límite	Diciembre 2018	Diciembre 2017
Test de Distribución ² (FNO ³ /Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,51	4,11

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 diciembre 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		Diciembre 2018	Diciembre 2017	Variación 2018/2017
Rentabilidad¹				
Rentabilidad del Patrimonio ²	(%)	13,2%	10,0%	320 pbs
Rentabilidad de Activos ³	(%)	4,3%	3,3%	100 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales ⁴	(%)	7,1%	5,4%	170 pbs
Ganancia por acción ⁵	(\$)	105.467	78.249	34,8%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	2,00	1,25	60,0%
Razón ácida	(veces)	2,00	1,25	60,0%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,06	1,98	4,0%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	5,5%	7,5%	-200 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	94,5%	92,5%	200 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	4,05	3,35	20,9%

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 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. Finalmente, 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.

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 35% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 40% de las líneas de 220 kV, del 83% 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, destacando en especial la Ley 19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004 y la Ley 20.936 de fecha 20 de julio de 2016 que "Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional" (la "Ley de Transmisión"). 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 (Resolución Exenta N°299 del 26 de abril de 2018).

La Ley de Transmisión redefine los sistemas de transmisión calificándolos de Sistema de Transmisión Nacional (antiguamente troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (antiguamente subtransmisión), los Sistemas Dedicados (antiguamente adicional), e incorporara dos nuevos segmentos: 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, entre otras materias.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la retribución económica por el servicio de transporte que entregan sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de seguridad y calidad de servicio previamente establecidos. Transelec tiene el derecho a percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) por sus instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión nacional y zonal, definidos en los procesos tarifarios o en los Decretos de adjudicación de obras de expansión, según corresponda. En el caso de las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado, Transelec acuerda contratos privados de transporte con los usuarios respectivos, para definir el pago por uso de este tipo de instalaciones.

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 (excepto las servidumbres en que se reconoce lo efectivamente pagado), los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres períodos tarifarios y una tasa de descuento variable, la cual no podrá ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento después de impuesto. 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 cuatrienio 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 de Transmisión 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 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 reliquidada 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 de Transmisión, durante el período que medió entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017, siguió vigente el Decreto 14/2013 y las tarifas de subtransmisión que en él se fijaron, excluyéndose el pago que corresponde a las empresas generadoras. El Ministerio de Energía el 27 de mayo de 2017 publicó el Decreto 1T donde definió los ajustes al Decreto 14 para implementar la exención de pago de las centrales generadoras y hacerla consistente con la aplicación del Decreto 23T. Dado lo anterior, los ingresos de subtransmisión que se percibieron desde el 1° de enero de 2016 hasta la publicación del Decreto fueron reliquidados por el Coordinador conforme las disposiciones señaladas en dicho Decreto.



Por otro lado, conforme a lo dispuesto en el artículo duodécimo de la Ley de Transmisión, durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14 o Decreto 1T se dio 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. Así, el 19 de Julio de 2018, la CNE publicó la Resolución Exenta N°531 que reemplaza el informe técnico que define el VATT de los Sistemas de Transmisión Zonales y la proporción de uso de la transmisión dedicada de los usuarios sujetos a regulación de precios el bienio 2018-2019, aprobado mediante la Resolución Exenta CNE N°414 del 31 de julio de 2017, de acuerdo a lo dispuesto por la nueva Ley de Transmisión. Este informe técnico sirvió de base para la dictación del Decreto 6T, publicado en el diario oficial el 5 de octubre de 2018, que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

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.

Adicionalmente, también se debe considerar que la Ley de Transmisión estableció que la Comisión, cada cuatro años, debe realizar el proceso de calificación de las líneas y subestaciones eléctricas del sistema para determinar a qué segmento de la transmisión pertenecen, esto es si pertenecen al sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal, denominados segmentos de transmisión regulados, o pertenecen a los sistemas dedicados. Por lo tanto, cada cuatro años existe la posibilidad que instalaciones pertenecientes a segmentos de transmisión regulados sean calificadas como parte del segmento dedicado y viceversa. Este cambio de calificación implicará un cambio también en la forma de retribución económica de las instalaciones, es decir en base a tarifas reguladas o de acuerdo a contratos privados. En este último caso Transelec deberá primero identificar a los usuarios de estas instalaciones para luego negociar los respectivos contratos de transporte con ellos.

La Ley de Transmisión considera la promulgación de varios reglamentos, encontrándose algunos publicados (Reglamento del Coordinador Eléctrico, del Panel de Expertos, de Determinación de Franjas Preliminares, para Dictación de Normas Técnicas y para la Determinación y Pago de Compensaciones), otros en proceso de elaboración y publicación, tales como el de Servicios Complementarios, Coordinación y Operación, Planificación y de Valorización, esperando que se complete su publicación durante el 2019. 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 Ley de Transmisión respecto de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, Interconexión Internacionales, para Polos de Desarrollo, y Sistemas Dedicados (en este último segmento solo se autorizará la conexión cuando existe capacidad técnica disponible), será el Coordinador Eléctrico Nacional quien apruebe las conexiones, conforme establece la ley y el reglamento respectivo, estando este último pendiente de ser dictado. Sin perjuicio de ello, la Comisión Nacional de Energía emitió el 30 de marzo de 2017 la Resolución Exenta CNE N°154 y sus modificaciones que regula en detalle esta materia 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 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. Sin perjuicio de ello, el 31 de julio de 2018, el gobierno ingresó al Congreso Nacional un proyecto de ley que moderniza el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) como instrumento de gestión ambiental. Con las modificaciones, el Ejecutivo pretende reducir el componente político en el procedimiento de calificación ambiental a través de la creación de macrozonas y la eliminación del Consejo de Ministros; ampliar y mejorar los espacios para la participación ciudadana y resolver históricas controversias jurídicas. A la fecha, el poder legislativo no se ha pronunciado sobre las modificaciones.

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 actual 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.

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

Transelec tiene como moneda funcional el peso Chileno, por lo que la exposición al riesgo de diferencia de cambio tiene los siguientes orígenes:

- Transacciones en dólares (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.
- Pasivos (cuentas por pagar) en dólares, asociado a bonos emitidos en Estados Unidos
- Activos (cuentas por cobrar) en dólares, asociado a préstamos intercompañía.
- 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	Diciembre 2018		Diciembre 2017	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	759.919	760.791	637.899	632.905
Partidas en Peso chileno	1.610.961	1.610.090	1.704.719	1.709.713

A continuación se muestran los tipos de cambio (Dólar Observado) en pesos chilenos por dólar de los Estados Unidos; en los periodos indicados.

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
Abril	600,55	610,98	655,74	665,41
Mayo	626,12	631,29	671,54	672,35
Junio	636,15	651,21	665,15	664,29
Julio	652,41	639,20	658,17	652,23
Agosto	656,25	680,48	644,24	628,89
Septiembre	680,91	660,42	625,54	637,93
Octubre	676,84	698,56	629,55	636,80
Noviembre	677,61	671,09	633,77	645,32
Diciembre	681,99	694,77	636,92	614,75
Promedio del periodo	641,22	644,85	648,85	648,08

Los ingresos que tiene derecho a percibir Transelec por sus instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión nacional y zonal (VATT) y por las instalaciones de los sistemas dedicados (contratos de peajes), son indexados con el fin de mantener sus valores reales durante el período de vigencia de estas tarifas o peajes. Estos ingresos son expresados conforme a su valor base, en dólares, y se actualizan conforme a componentes cuya variación de costo en el tiempo se correlacione con indicadores económicos nacionales o internacionales, considerando la disponibilidad y estabilidad de la fuente que lo emite.

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, lo cual hace que no se acumulen montos significativos.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía posee cinco clientes que representan individualmente entre un 1,5% y un 34,4% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (MM\$113.262), Colbún (MM\$45.571), Grupo AES Gener (MM\$39.962), Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM\$22.549) y Engie (MM\$4.918). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 68,7% 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\$112.481, MM\$49.706, MM\$43.930, MM\$6.418 y MM\$13.763 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 81,2%.

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. Este riesgo es compensado por el buen nivel crediticio de estos clientes, junto a la modalidad de remuneración tipo "take or pay" (pago por capacidad instalada) de los ingresos de transmisión de Transelec.

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 y son filiales bancarias.

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 con una remuneración estable y predecible en el tiempo, asociada a ingresos del tipo "take or pay", es decir, La Compañía recibe ingresos asociado a su capacidad instalada de activos, y no al volumen transportado. Además dispone de cuentas por cobrar de corto plazo y una línea de crédito comprometida del tipo revolving para uso de capital de trabajo por aproximadamente MMUS\$250, equivalentes a M\$173.129.975. 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 diciembre 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 diciembre de 2018	62.052	124.104	332.535	840.330	746.648	2.105.668
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 diciembre 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
Abril	26.980,73	27.004,63	26.512,42	26.561,42
Mayo	27.040,06	27.078,32	26.603,14	26.630,98
Junio	27.119,59	27.158,77	26.651,22	26.665,09
Julio	27.187,19	27.202,48	26.643,94	26.597,33
Agosto	27.237,98	27.287,57	26.584,37	26.604,10
Septiembre	27.329,01	27.357,45	26.631,13	26.656,79
Octubre	27.393,34	27.432,10	26.656,66	26.634,90
Noviembre	27.480,95	27.532,80	26.662,41	26.731,12
Diciembre	27.561,53	27.565,79	26.779,99	26.798,14
Promedio del periodo	27.163,98	27.194,62	26.570,49	26.588,51

Hechos posteriores:

- El Sr. Paul Dufresne, Director de Transelec S.A. presentó su renuncia el 15 de enero de 2019.