

*Análisis Razonado de Estados Financieros
Consolidados*

TRANSELEC S.A Y FILIAL

*Santiago, Chile
30 de septiembre de 2019*



RESUMEN

Al 30 de septiembre de 2019, Transelec registró un EBITDA¹ de MM\$230.288, un 25,4% mayor a igual período de 2018 (MM\$183.610), con un Margen EBITDA² de 86,2%. El alza en EBITDA se debe casi en su totalidad a los mayores ingresos que se explican a continuación.

Al 30 de septiembre de 2019, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$267.154, presentando un aumento de un 21,2% en relación al mismo período de 2018 (MM\$220.429). Dicho aumento es explicado principalmente por la entrada en vigencia, a partir del cuarto trimestre de 2018, del Decreto 6T que establece principalmente las nuevas tarifas de transmisión del segmento Zonal. También se explica por la entrada en operación de nuevos proyectos y por efectos macroeconómicos, explicados en su mayoría por tipo de cambio USD/CLP.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a septiembre de 2019 fue de MM\$54.755, que corresponde a una disminución de un 5,0% en comparación al mismo período de 2018 (MM\$57.633). Principalmente explicada por mayores Ingresos Financieros y menores pérdidas por Unidades de Reajuste. Lo anterior es parcialmente compensado por mayores Costos Financieros.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 30 de septiembre de 2019 fue de MM\$96.415, registrando un alza de 55,6% en relación al mismo período del año 2018, en el cual se registró una utilidad por MM\$61.976.

Durante el período de 9 meses terminado el 30 de septiembre del año 2019, la Compañía incorporó MM US\$50,5 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de seis ampliaciones del segmento Nacional y una ampliación en el segmento Zonal. Así mismo, en el período de 12 meses móviles terminado en septiembre de 2019 se incorporaron instalaciones por MM US\$165,6.

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 periodo:

- En agosto de 2019, la clasificadora de riesgo internacional Standard & Poors ratificó la clasificación de Transelec en BBB. Moody's y Fitch Ratings, por su parte, lo hicieron en enero de 2019 ratificando las clasificaciones en Baa1 y BBB, respectivamente. Las clasificadoras de riesgo local Feller y Fitch Ratings también ratificaron las clasificaciones en AA- durante enero de 2019, mientras que Humphrey's subió la clasificación de la Compañía de AA- a AA con outlook estable en noviembre de 2018.
- En lo que va del año 2019, se ve el efecto en ingresos del Decreto 6T, el cual fue publicado en octubre de 2018, y que fija principalmente las nuevas tarifas del segmento Zonal, las que tendrán vigencia desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.
- La Junta Ordinaria de Accionistas, en sesión celebrada el 26 de abril de 2019 acordó una distribución de dividendos total con cargo a la utilidad de 2018 de MM\$39.887, equivalentes al primer y segundo dividendo interino pagados en junio y septiembre de 2018, por lo que no se realizarán por el momento distribuciones adicionales asociadas al ejercicio 2018.
- Durante el 2019, Transelec ha distribuido a sus accionistas los siguientes montos:
 - MM\$32.875 como primer dividendo provisorio del año 2019, distribuido el 18 de julio de 2019
 - MM\$30.671 como segundo dividendo provisorio del año 2019, distribuido el 25 de septiembre de 2019
- A partir del presente año, la Compañía ha adoptado IFRS 16, que deja de clasificar como costos operativos los contratos de arriendo con activos subyacentes identificables (por ejemplo, arriendo de oficinas, camionetas, etc), clasificándolos ahora como activo fijo y pasivo financiero, reflejándose en el estado de resultado una amortización del activo y un gasto financiero del pasivo.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Septiembre 2019 MM\$	Septiembre 2018 MM\$	Variación 2019/2018 MM\$	Variación 2019/2018 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	267.154	220.429	46.725	21,2%
Venta de Peajes	261.230	215.735	45.495	21,1%
Servicios a Terceros	5.924	4.694	1.230	26,2%
Costos y Gastos de la Operación	-80.988	-79.059	-1.929	-2,4%
Costos de Ventas	-23.950	-23.572	-378	-1,6%
Gastos de Administración	-15.373	-15.958	585	3,7%
Depreciación y Amortización	-41.666	-39.530	-2.136	-5,4%
Resultado de Explotación	186.166	141.369	44.797	31,7%
Ingresos Financieros	10.570	7.155	3.415	47,7%
Costos Financieros	-54.378	-50.907	-3.471	-6,8%
Diferencias de Cambio	844	-884	1.728	N/A
Resultado por Unidades de Reajuste	-12.894	-14.953	2.059	13,8%
Otras Ganancias (Pérdidas)	1.103	1.956	-853	-43,6%
Resultado Fuera de Explotación	-54.755	-57.633	2.878	5,0%
Ganancia, Antes de Impuestos	131.411	83.737	47.674	56,9%
Impuesto a la Renta	-34.996	-21.760	-13.236	-60,8%
Utilidad del Período (Ganancias)	96.415	61.977	34.438	55,6%
EBITDA¹	230.288	183.610	46.678	25,4%
Margen EBITDA²	86,2%	83,3%		

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 9 meses terminado el 30 de septiembre del año 2019, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$267.154, aumentando un 21,2% respecto al mismo período de 2018 (MM\$220.429). Dicho aumento está explicado principalmente por mayores ingresos por Venta de Peajes, que a septiembre de 2019 alcanzaron MM\$261.230, un 21,1% mayor a lo obtenido en el mismo período de 2018 (MM\$215.735). Los ingresos de Servicios a Terceros al 30 de septiembre de 2019 fueron de MM\$5.942, un 26,2% mayor a lo registrado a igual período de 2018 (MM\$4.694).

El aumento en Ingresos por Venta de Peajes es a su vez explicado por un aumento de MM\$18.566 en el segmento Nacional, MM\$22.992 en el segmento Zonal y MM\$3.937 en el segmento Dedicado.

En su conjunto, el alza en ingresos es explicada en su mayoría por: (i) la entrada en vigencia del Decreto 6T que establece las nuevas tarifas de transmisión del segmento Zonal y Dedicado para el período 2018-2019 por MM\$23.139, (ii) efectos macroeconómicos por MM\$11.754, e (iii) ingresos nuevos en 2019 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses por MM\$9.188.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 30 de septiembre de 2019 fue MM\$80.988, un 2,4% más altos al compararlos con el mismo período de 2018, donde alcanzaron los MM\$79.059. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.



Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM\$23.950, un 1,6% mayores al mismo período de 2018 (MM\$23.572). El aumento es explicado principalmente por mayores costos por servicios con empresas relacionadas, lo que es parcialmente compensado por: (i) menores costos de personal asociado a que en 2018 existió el pago de un bono por negociación colectiva con uno de los sindicatos y (ii) menores costos en arriendos debido a la aplicación de nueva norma IFRS 16 para leasings y arriendos, que establece que a partir del año 2019 éstos se reflejan en el Balance y no como costos.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM\$15.373 a septiembre de 2019, un 3,7% menores a los obtenidos en el mismo período en 2018 (MM\$15.958). La disminución es explicada principalmente por menores costos de personal asociado a que en 2018 existió el pago de un bono por negociación colectiva con uno de los sindicatos, lo que es compensado casi en su totalidad por mayores gastos en consultorías, gastos asociados al estudio de valorización del sistema de Transmisión y mayores multas.

La Depreciación y Amortización al 30 de septiembre de 2019 resultó en MM\$41.666, aumentando un 5,4% en relación al mismo período de 2018 (MM\$39.530). El alza se debe principalmente a la entrada en operación de nuevos proyectos y mayor amortización asociada a la implementación de nueva norma IFRS explicada anteriormente. Lo anterior es parcialmente compensado por retiros excepcionales realizados en 2018.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación de los 9 primeros meses de 2019 fue una pérdida de MM\$54.755, un 5,0% menor a igual período de 2018 (MM\$57.633). La diferencia es principalmente explicada por mayores Ingresos Financieros, menores pérdidas por Unidades de Reajuste y ganancias por Diferencias de Cambio. Lo anterior es parcialmente compensado por mayores Costos Financieros.

Los Ingresos Financieros registrados a septiembre 2019 alcanzaron los MM\$10.570, siendo un 47,7% mayores a lo registrado al mismo período de 2018 (MM\$7.155). El alza se debe principalmente a mayor stock de efectivo, mayores intereses comerciales y mayores intereses recibidos de sociedades relacionadas.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM\$12.894 al 30 de septiembre de 2019, un 13,8% menor en relación a igual período de 2018 (MM\$14.953). Esto se debe principalmente al reajuste de los bonos locales en UF debido a la variación en el valor de la UF que para los primeros 9 meses del año 2019 corresponde a un 1,75% en comparación con un 2,09% para igual período de 2018, debido a la mayor inflación en aquel período.

Las Diferencias de Cambio a septiembre de 2019 resultaron en una ganancia de MM\$844. Durante el 2019 se corrigieron efectos que habían impactado negativamente el año 2018. Las Diferencias de Cambio se mantienen acotadas, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Costos Financieros registrados a septiembre de 2019 alcanzaron los MM\$54.378 aumentando un 6,8% comparado a igual período de 2018 (MM\$50.907). El aumento se debe principalmente a mayor pago de intereses en bonos en USD y en UF, ya que el tipo de cambio promedio de los primeros 9 meses del año aumentó un 9,06% en relación al 2018, asimismo, el valor de la UF promedio de los primeros 9 meses del año aumentó un 2,55% en relación al año anterior. En la partida de Costos Financieros, desde este año se registra los intereses del pasivo financiero por arriendos, asociado a la implementación de IFRS 16, lo cual es un monto menor respecto al resto de costos financieros.

Las Otras Ganancias a septiembre de 2019 fueron MM\$1.103, un 43,6% menor al mismo período de 2018 (MM\$1.956). Al 30 de septiembre de 2019, la ganancia se explica principalmente a regularizaciones con proveedores. Al 30 de septiembre de 2018, la ganancia era asociada, en su mayoría, a ajustes por la absorción de filiales en 2014.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 30 de septiembre de 2019 fue de MM\$34.996, aumentando un 60,8% en relación al mismo período de 2018 (MM\$21.760). El alza se debe principalmente a la mayor ganancia antes de impuesto.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Septiembre 2019 MM\$	Diciembre 2018 MM\$	Variación 2019/2018 MM\$	Variación 2019/2018 %
Activos Corrientes	226.717	182.590	44.127	24,2%
Activos No Corrientes	2.323.834	2.267.861	55.973	2,5%
Total Activos	2.550.551	2.450.450	100.101	4,1%
Pasivos Corrientes	67.606	80.384	-12.778	-15,9%
Pasivos No Corrientes	1.656.018	1.569.173	86.845	5,5%
Patrimonio	826.927	800.893	26.034	3,3%
Total Pasivos y Patrimonio	2.550.551	2.450.450	100.101	4,1%

A septiembre de 2019 existe una reclasificación entre Pasivos Corrientes y No Corrientes. Con la finalidad de que ambos periodos sean comparables se realizó la misma reclasificación a los saldos de diciembre de 2018. Cabe destacar que esta reclasificación no afecta el total de Pasivos de 2018.

El aumento en los Activos entre diciembre de 2018 y septiembre de 2019 es explicado tanto por un aumento en los Activos No Corrientes como en Activos Corrientes. El aumento en Activos No Corrientes se debe en su mayoría a mayor saldo en Propiedades, Planta y Equipos, activos financieros y cuentas por cobrar a entidades relacionadas. Mientras que los mayores Activos Corrientes se deben principalmente a mayor saldo de cuentas por cobrar a entidades relacionadas, un mayor saldo en caja y mayores cuentas por cobrar a clientes.

El alza en Pasivos y Patrimonio se debe a un aumento Pasivos No Corrientes y Patrimonio, parcialmente compensado por una disminución de Pasivos Corrientes. El alza de los Pasivos No Corrientes se debe principalmente a mayor pasivo financiero debido a la implementación de IFRS 16 que reconoce como deuda financiera las cuotas pendientes de contratos de arriendo y mayor saldo de pasivos por impuestos diferidos. El alza en Patrimonio se debe principalmente a mayores Ganancias acumuladas. La disminución de los Pasivos Corrientes se debe principalmente a menor pasivo financiero, menores cuentas por pagar a proveedores y menor saldo de Provisiones.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Septiembre	Diciembre	Variación	Variación
	2019	2018	2019/2018	2019/2018
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Terrenos	20.484	20.696	-212	-1,0%
Construcción y obras de infraestructura	1.208.001	1.198.913	9.088	0,8%
Obras en curso	98.745	73.920	24.825	33,6%
Maquinarias y equipos	723.127	693.226	29.901	4,3%
Otros activos fijos	5.741	6.110	-369	-6,0%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	6.033	0	6.033	N/A
Depreciación	-551.404	-513.132	-38.272	-7,5%
Total	2.062.132	1.992.865	69.267	3,5%

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Septiembre 2019	Diciembre 2018
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	3,34%	Flotante	03-ago-20	-	-
Revolving Credit Facility ²	UF	0,35%	Flotante	03-ago-20	-	-

¹ Línea de Crédito Comprometida: Tranche USD por MM US\$150: La tasa de interés flotante de 3,34% 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 3,34%, 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 0,35% 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 0,35%, pero sí paga una comisión fija correspondiente al 0,15% anual del monto comprometido no girado.

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	Septiembre 2019 MM\$	Septiembre 2018 MM\$	Variación 2019/2018 MM\$	Variación 2019/2018 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	155.973	131.740	24.233	18,4%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-80.830	-73.798	-7.032	-9,5%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-63.546	-79.161	15.615	19,7%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	11.597	-21.219	32.816	N/A
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	104.059	61.628	42.431	68,9%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	115.657	40.409	75.248	186,2%

Al 30 de septiembre de 2019, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$155.973, el cual aumentó un 18,4% con relación al mismo periodo de 2018 (MM\$131.740). El alza se debe a mayores cobros a clientes asociado a los mayores ingresos por el Decreto 6T, compensado en parte por mayores pagos a proveedores.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$80.830 un 9,5% mayor al destinado al 30 de septiembre de 2018 (MM\$73.798). El aumento es explicado principalmente a que durante 2019 el saldo neto de préstamos a entidades relacionadas aumento en MM\$9.820.

A septiembre de 2019 el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de MM\$63.546 lo que corresponde en su totalidad a pago de dividendos. A septiembre de 2018, el flujo utilizado en actividades de financiamiento por MM\$79.161 corresponde a pago de dividendos y un pagaré con el Banco BCI.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 30 de septiembre de 2019 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility), la cual 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 local.

Covenants	Contrato	Límite	Septiembre 2019	Diciembre 2018
Deuda Total/Capitalización Total ¹	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,64	0,64
Patrimonio Mínimo ¹ MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	30,37	29,96
Patrimonio Mínimo ¹ MM\$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	851.897	825.863
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	< 7,0x	4,33	4,93

Test	Bonos	Límite	Septiembre 2019	Diciembre 2018
Test de Distribución ² (FNO ³ /Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,85	4,51

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 30 de septiembre de 2019 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	Septiembre 2019	Diciembre 2018	Variación 2019/2018	
Rentabilidad¹				
Rentabilidad del Patrimonio ²	(%)	16,9%	13,2%	370 pbs
Rentabilidad de Activos ³	(%)	5,5%	4,3%	120 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales ⁴	(%)	6,8%	5,3%	150 pbs
Ganancia por acción ⁵	(\$)	139.905	105.467	32,7%

Liquidez y Endeudamiento

Liquidez corriente	(veces)	3,35	2,27	47,6%
Razón ácida	(veces)	3,35	2,27	47,6%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,08	2,06	1,0%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	3,9%	4,9%	-100 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	96,1%	95,1%	100 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	4,23	4,05	4,4%

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

² Rentabilidad del Patrimonio es calculada como la Utilidad del Periodo sobre el Patrimonio.

³ Rentabilidad de los Activos es calculada como la Utilidad de Periodo sobre el total de Activos.

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

⁵ Ganancia por acción es calculada como la Utilidad de Periodo 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 eléctrico, 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, se extiende entre la región de Arica y Parinacota, y hasta la región de Los Lagos, incluyendo una participación mayoritaria en 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 última reforma a la LGSE para el segmento de la Transmisión, fue la promulgación de la Ley 20.936/2016, la cual introdujo las siguientes modificaciones relevantes:

- Un único Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional independiente de los actores del mercado, en reemplazo de los Centros de Despacho Económico de Carga.
- La redefinición de 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 de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional. Adicionalmente.
- La incorporación de una planificación energética y de la transmisión con un horizonte de largo plazo, que contempla holguras en los sistemas y donde se busca alcanzar un sistema más robusto y seguro.
- Definición preliminar de trazados para obras nuevas, a través de un procedimiento de Estudio de Franja por parte del Ministerio para trazados de transmisión eléctrica de interés público.
- Acceso abierto universal a los Sistemas de Transmisión regulados y en Sistemas de Transmisión dedicados cuando exista capacidad técnica disponible.
- Regula la tarificación de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, para Polos de Desarrollo y el pago por uso de las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado 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 en la normativa vigente. 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 estudios licitados 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 valores de mercado (excepto los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones, en que se reconoce lo efectivamente pagado), los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres períodos tarifarios y una tasa que se determina para cada estudio tarifario y que no puede ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento después de impuestos. Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), compuesto por la suma de los ingresos tarifarios reales y el cargo único asociado al tramo, que dependerá del segmento de transmisión al que pertenezca la instalación, éste último aplicado directamente a los usuarios finales correspondientes.

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 transitorio para el pago por uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, que regirá 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 que fueron celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de esta nueva ley, año 2016, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal pero con algunas adecuaciones. Estas adecuaciones, contemplan una disminución progresiva de los peajes de inyección que pagan los generadores a las empresas transmisoras, en función a una prorrata definida en el artículo 25 Transitorio de la Ley de Transmisión, con el objetivo que estos montos vayan traspasándose gradualmente al cargo único por uso de la transmisión, el que es pagado por los clientes finales del sistema.

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 establecido 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 calificados 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, Pago de Compensaciones y de Servicios Complementarios), otros en proceso de elaboración y publicación, tales como el de Coordinación y Operación, y el de 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 29 de julio de 2019 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, 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, encontrándose en el primer trámite legislativo en la cámara de diputados.

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	Septiembre 2019		Diciembre 2018	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	742.005	742.128	759.919	760.791
Partidas en Peso chileno	1.628.876	1.628.753	1.610.961	1.610.090

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 2019 (\$)	Último día 2019 (\$)	Promedio 2018 (\$)	Último día 2018 (\$)
Enero	677,06	657,81	605,53	603,25
Febrero	656,30	651,79	596,84	593,61
Marzo	667,68	678,53	603,45	603,39
Abril	667,40	678,71	600,55	610,98
Mayo	692,00	709,80	626,12	631,29
Junio	692,41	679,15	636,15	651,21
Julio	686,06	700,82	652,41	639,20
Agosto	713,70	720,20	656,25	680,48
Septiembre	718,44	728,21	680,91	660,42
Promedio del periodo	685,67	689,45	628,69	630,43

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 del estable marco regulatorio, y del negocio de los clientes de la Compañía, lo cuales además poseen excelente calidad crediticia; y el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual hace que no se acumulen montos significativos.

FACTURACIÓN	Septiembre 2019 MM\$	Septiembre 2019 %	Septiembre 2018 MM\$	Septiembre 2018 %
Grupo Enel	103.631	38,8%	76.996	34,9%
Grupo CGE	47.160	17,7%	14.977	6,8%
Grupo AES Gener	43.112	16,1%	30.848	14,0%
Grupo Colbún	41.661	15,6%	32.767	14,9%
Grupo Engie	6.299	2,4%	3.338	1,5%
Grupo Pacific Hydro	3.477	1,3%	17.526	8,0%
Otros	21.813	8,2%	43.978	20,0%
Total	267.154		220.429	
% Concentración	91,83%		80,05%	

Al 30 de septiembre de 2019, la Compañía posee seis clientes principales que representan individualmente entre un 1,3% y un 38,8% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (MM\$103.631), Grupo CGE (MM\$47.160), Grupo AES Gener (MM\$43.112), Grupo Colbún (MM\$41.661), Grupo Engie (MM\$6.299) y Grupo Pacific Hydro (MM\$3.477). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 91,83% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo período de 2018, la Compañía poseía similar estructura de clientes, cuyos ingresos ascendieron a MM\$76.996, MM\$14.977, MM\$30.848, MM\$32.767, MM\$3.338 y MM\$17.526 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 80,05%.

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\$179.352.825. 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. Esta 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 30 de septiembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

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
30 de septiembre de 2019	64.061	128.122	336.482	1.095.341	496.210	2.120.216
31 de diciembre de 2018	62.052	124.104	332.535	840.330	746.648	2.105.668

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 30 de septiembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 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 2019 (\$)	Último día 2019 (\$)	Promedio 2018 (\$)	Último día 2018 (\$)
Enero	27.558,53	27.546,22	26.811,97	26.824,94
Febrero	27.546,04	27.556,90	26.864,09	26.923,70
Marzo	27.564,62	27.565,76	26.961,32	26.966,89
Abril	27.601,09	27.662,17	26.980,73	27.004,63
Mayo	27.720,11	27.762,55	27.040,06	27.078,32
Junio	27.826,20	27.903,30	27.119,59	27.158,77
Julio	27.946,95	27.953,42	27.187,19	27.202,48
Agosto	27.968,13	27.993,08	27.237,98	27.287,57
Septiembre	28.021,53	28.048,53	27.329,01	27.357,45
Promedio del periodo	27.750,36	27.776,88	27.059,10	27.089,42