Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A Y FILIAL

Santiago, Chile
30 de junio de 2020

RESUMEN

Al 30 de junio de 2020, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$171.187, presentando una disminución de un 1,6% con relación al mismo período de 2019 (MM$173.887). Dicha baja se debe principalmente a una provisión de menor ingreso asociado al efecto que tendría la entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario 2020-2023 (que se encuentra actualmente siendo elaborado y que se espera se emita en el segundo semestre del 2021), pero que tendrá un efecto retroactivo sobre los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020. Adicionalmente, cabe señalar que los ingresos de la Compañía consideran también los efectos de los mayores ingresos asociados a: (i) la entrada en operación de nuevos proyectos y (ii) el efecto de reajuste por indexación que se aplica sobre nuestras ventas.

Al 30 de junio de 2020, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$143.232, un 5,4% menor a igual período de 2019 (MM$151.421), con un Margen EBITDA[2] de 83,7%. La disminución en EBITDA se debe principalmente a la provisión de caída en ingresos que se explicó anteriormente.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a junio de 2020 fue de MM$41.367, que corresponde a un alza de un 17,4% en comparación al mismo período de 2019 (MM$35.233). El alza se debe por principalmente a mayores Costos Financieros y mayor pérdida por Unidades de Reajuste.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 30 de junio de 2020 fue de MM$53.637, registrando una baja de 15,7% en relación con el mismo periodo del año 2019, en el cual se registró una utilidad por MM$63.638.

Durante el año 2020, la Compañía ha incorporado MM US$25,8 de nuevas instalaciones, que corresponde a la entrada en operación de cuatro ampliaciones del segmento Nacional. Así mismo, en el periodo de 12 meses móviles terminado en junio de 2020 se incorporaron instalaciones por MM US$56,0.

[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 enero de 2020, la clasificadora de riesgo internacional Fitch Ratings ratificó la clasificación de Transelec en BBB. Moody's, por su parte, lo hizo en marzo de 2020, ratificando la clasificación en Baa1. La clasificadora de riesgo local Feller ratificó la clasificación en AA- durante enero de 2020.

- El 17 de enero, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) notificó una sanción a Transelec por la falla en la línea 220kV Cóndores – Parinacota por MM US$4,8. La falla fue causada por el corte de un conductor y dejó a la Zona de Arica sin electricidad por 21 horas. Transelec presentó descargos y una reclamación administrativa, lo cual aún está en proceso.

- Dado que según la ley de Transmisión del 2016 a partir de enero 2020 la tasa de retorno sobre los activos debería bajar de 10% antes de impuesto a 7% después de impuesto, pero que el estudio tarifario para determinar la remuneración de la trasmisión en el periodo 2020-2023 (proceso de valorización) está atrasado, el regulador (CNE) a través de la Resolución 815, determinó estabilizar las tarifas de Transmisión hasta que el estudio tarifario esté terminado (se estima dentro de 2021), de manera de adelantar una estimación de rebaja y no aplicar alzas que después sean revertidas.

- En marzo de 2020, Transelec giró su línea de crédito comprometida por un monto de MM US$100,0. El objetivo es poder contar con liquidez adicional para enfrentar potenciales efectos de la crisis sanitaria.

- Con fecha 24 de abril de 2020, la Junta Ordinaria de Accionistas acordó la distribución de un dividendo definitivo por los resultados del período 2019 por un monto de M$43.852.484 el cual fue pagado en mayo de 2020.

- El directorio definió no realizar distribución de dividendos asociados al primer trimestre de 2020, de manera de contar con mayor liquidez por los potenciales efectos del Covid-19.

- En junio Transelec realizó el pago del CET a las empresas de generación. Este monto no afecta el Estado de Resultados y será recuperado cuando el nuevo decreto entre en vigencia (la parte del CET de clientes libres, se comenzará a recibir en el segundo semestre de 2020, según resolución de junio 2020).

- Los próximos estudios tarifarios del Sistema Interconectado Nacional que regulan mayoritariamente las tarifas de transmisión en el país, están en proceso de elaboración de acuerdo a lo que prevé la ley y se espera que sus resultados se publiquen a finales del año 2021. La aplicación de los nuevos estudios tarifarios tendrá un efecto retroactivo sobre los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020 lo que implica que, en el intertanto, los estudios tarifarios anteriores tienen carácter transitorio hasta la entrada en vigencia de las nuevas tarifas. Al cierre de los presentes Estados Financieros, la Compañía continúa reconociendo ingresos de acuerdo los estudios tarifarios anteriores (DS23T y DS6T) a la espera de la publicación y entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario. Debido a todo lo anterior, la Compañía ha realizado una estimación del impacto que tendría la entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario en los ingresos correspondientes al año 2020 considerando la mejor información que está disponible a esta fecha, y ha procedido a realizar una provisión de menor ingreso al 30 de junio de 2020.

- La situación de COVID-19 ha tenido un impacto acotado hasta ahora para nuestra Compañía en aspectos operacionales y financieros. La Compañía ha tomado acciones preventivas que le permiten mantener la continuidad de sus operaciones, considerando las repercusiones de esta situación en el mercado.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2020 MM$	Junio 2019 MM$	Variación 2020/2019 MM$	Variación 2020/2019 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**171.187**	**173.887**	**-2.700**	**-1,6%**
Venta de Peajes	163.417	170.845	-7.428	-4,3%
Servicios a Terceros	7.770	3.042	4.728	155,4%
Costos y Gastos de la Operación	**-55.859**	**-52.102**	**-3.757**	**-7,2%**
Costos de Ventas	-20.228	-14.569	-5.659	-38,8%
Gastos de Administración	-8.860	-9.905	1.045	10,6%
Depreciación y Amortización	-26.772	-27.629	857	3,1%
Resultado de Explotación	**115.328**	**121.785**	**-6.457**	**-5,3%**
Ingresos Financieros	6.471	7.455	-984	-13,2%
Costos Financieros	-38.371	-35.922	-2.449	-6,8%
Diferencias de Cambio	428	773	-345	-44,5%
Resultado por Unidades de Reajuste	-10.385	-9.042	-1.343	-14,8%
Otras Ganancias (Pérdidas)	490	1.503	-1.013	-67,4%
Resultado Fuera de Explotación	**-41.367**	**-35.233**	**-6.134**	**-17,4%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**73.961**	**86.552**	**-12.591**	**-14,5%**
Impuesto a la Renta	-20.324	-22.913	2.589	11,3%
Utilidad del Período (Ganancias)	**53.637**	**63.638**	**-10.001**	**-15,7%**
EBITDA[1]	**143.232**	**151.421**	**-8.189**	**-5,4%**
Margen EBITDA[2]	**83,7%**	**87,1%**		

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

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

a) Resultado de Explotación

Durante el año 2020, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$171.187, disminuyendo un 1,6% respecto al mismo período de 2019 (MM$173.887). Dicha baja se debe principalmente a una provisión de menor ingreso asociado al impacto que tendría la entrada en vigencia del estudio tarifario 2020-2023 que se encuentran siendo elaborados actualmente y que tendrá un efecto retroactivo sobre los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020. Puntualmente, la baja en los Ingresos de Actividades ordinarias está explicada principalmente por menores ingresos por Venta de Peajes (debido a la provisión), que a junio de 2020 alcanzaron MM$163.417, un 4,3% menor a lo obtenido en el mismo período de 2019 (MM$170.845). Los ingresos de Servicios a Terceros al 30 de junio de 2020 fueron de MM$7.770, un 155,4% mayor a lo registrado a igual período de 2019 (MM$3.042), principalmente explicado por servicios excepcionales con terceros (los cuales también se presentan como costos).

En su conjunto, la caída en ingresos es explicada en su mayoría por el reconocimiento de la provisión explicada anteriormente prácticamente compensada en su totalidad por efectos macroeconómicos por MM$21.948 principalmente asociado a tipo de cambio, ingresos por servicios excepcionales con terceros, e ingresos nuevos en 2020 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses por MM$2.267.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 30 de junio de 2020 fue MM$55.859, un 7,2% más altos al compararlos con el mismo período de 2019, donde alcanzaron los MM$52.102. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$20.228, un 38,8% mayores al mismo período de 2019 (MM$14.569). El aumento es explicado principalmente por provisión por multa, costos por servicios excepcionales con terceros (monto que también se presenta como ingreso), adelantos en mantenimiento (preventivo) asociado a la emergencia sanitaria, y mayores primas en seguros.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$8.860 a junio de 2020, un 10,6% menores a los obtenidos en el mismo período en 2019 (MM$9.905). La disminución es explicada principalmente por mayores pagos por asesorías en el año 2019 y menores gastos en viajes en 2020 debido a la emergencia sanitaria.

La Depreciación y Amortización al 30 de junio de 2020 resultó en MM$26.772, disminuyendo un 3,1% en relación con el mismo periodo de 2019 (MM$27.629). La disminución se explica principalmente a menor depreciación asociada a revisión de vida útil realizada en 2019 y mayor retiro de equipos en 2020, compensado en parte por mayor depreciación por renovación de equipos y entrada en operación de nuevos proyectos.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación del primer semestre del año 2020 fue una pérdida de MM$41.367, un 17,4% mayor a igual período de 2019 (MM$35.233). El alza se debe principalmente a mayores Costos Financieros y mayor pérdida por Unidades de Reajuste.

Los Costos Financieros registrados a junio de 2020 alcanzaron los MM$38.371 aumentando un 6,8% comparado a igual periodo de 2019 (MM$35.922). El aumento se debe principalmente a mayor pago de intereses en bonos en USD y en UF, ya que el tipo de cambio promedio del primer semestre del año 2020 aumentó un 20,34% con relación al primer semestre del año 2019, asimismo, el valor de la UF promedio del año 2020 aumentó un 3,32% con relación al año anterior.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$10.385 al 30 de junio de 2020. A igual período de 2019 la pérdida fue de MM$9.042. 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 primer semestre del año 2020 corresponde a un 1,37% en comparación con un 1,22% para el primer semestre del año 2019.

Las Otras Ganancias a junio de 2020 fueron MM$490, un 67,4% menores al mismo período de 2019 (MM$1.503). La diferencia se explica principalmente debido a regularizaciones con proveedores que ocurrieron en el periodo anterior.

Los Ingresos Financieros registrados a junio de 2020 alcanzaron los MM$6.471, disminuyendo un 13,2% respecto a lo registrado al mismo período de 2019 (MM$7.455). Esta baja se debe principalmente a las menores tasas de colocación que se encuentran vigentes en el mercado financiero.

Las Diferencias de Cambio a junio de 2020 resultaron en una ganancia de MM$428 mientras que durante el primer semestre de 2019 el saldo fue de MM$773. Las Diferencias de Cambio se mantienen acotadas, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 30 de junio de 2020 fue de MM$20.324, disminuyendo un 11,3% en relación con el mismo período de 2019 (MM$22.913). La baja se debe principalmente a la menor ganancia antes de impuesto.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Junio 2020 MM$	Diciembre 2019 MM$	Variación 2020/2019 MM$	Variación 2020/2019 %
Activos Corrientes	301.814	222.198	79.616	35,8%
Activos No Corrientes	2.518.012	2.390.537	127.475	5,3%
Total Activos	**2.819.826**	**2.612.735**	**207.091**	**7,9%**
Pasivos Corrientes	149.982	64.758	85.224	131,6%
Pasivos No Corrientes	1.801.475	1.701.027	100.448	5,9%
Patrimonio	868.369	846.950	21.419	2,5%
Total Pasivos y Patrimonio	**2.819.826**	**2.612.735**	**207.091**	**7,9%**

El aumento en los Activos entre diciembre de 2019 y junio de 2020 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 un alza en activos financieros asociado a los contratos de cobertura y mayor saldo en Propiedades, Planta y Equipos. Mientras que los mayores Activos Corrientes se debe principalmente a un mayor saldo de cuentas por cobrar a clientes.

El alza en Pasivos y Patrimonio se debe a un aumento en todas las partidas que componen este ítem. El aumento de los Pasivos Corrientes se debe principalmente al pasivo adquirido al girar línea Revolving Credit Facility (MM US$ 100,0). El alza en Pasivos No Corrientes se debe principalmente a la valorización de la deuda en moneda extranjera. El alza en Patrimonio se debe principalmente a mayores Ganancias acumuladas y un menor saldo negativo en Otras Reservas.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Junio 2020 MM$	Diciembre 2019 MM$	Variación 2020/2019 MM$	Variación 2020/2019 %
Terrenos	20.999	20.984	15	0,1%
Construcción y obras de infraestructura	1.210.630	1.210.139	491	0,0%
Obras en curso	218.765	135.552	83.213	61,4%
Maquinarias y equipos	729.753	726.472	3.281	0,5%
Otros activos fijos	5.981	5.932	49	0,8%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	6.721	6.721	0	0,0%
Depreciación	-587.169	-562.466	-24.703	-4,4%
Total	**2.192.849**	**2.105.801**	**87.048**	**4,1%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Junio 2020	Diciembre 2019
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-sept-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	1,8002%	Flotante	03-ago-20	100,00	-
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 1,8002% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,25%. Al 30 de junio de 2020, Transelec mantiene girada esta línea por un monto de MM US$100,0. La diferencia no paga una comisión de disponibilidad, ya que el periodo para realizar giros ya terminó. La línea fue renegociada en julio 2020 por un año y un monto de MM US$ 250.

[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 30 de junio de 2020, Transelec no ha realizado giros de esta línea, la cual no paga una comisión de disponibilidad al haber terminado el periodo para realizar giros.

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	Junio 2020 MM$	Junio 2019 MM$	Variación 2020/2019 MM$	Variación 2020/2019 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	22.091	103.025	-80.934	-78,6%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-52.488	-77.039	24.551	31,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	39.098	-759	39.857	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**8.701**	**25.227**	**-16.526**	**-65,5%**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	642	-262	904	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**9.343**	**24.965**	**-15.622**	**-62,6%**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	108.642	104.059	4.583	4,4%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**117.986**	**129.024**	**-11.038**	**-8,6%**

Al 30 de junio de 2020, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$22.091, el cual disminuyo un 78,6% con relación al mismo periodo de 2019 (MM$103.025). Dicha baja se debe principalmente a mayores pagos a proveedores asociados al CET, y la actualización de la política de pagos de la empresa que definió pagos a 7 días a raíz de la crisis social.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$52.488 un 31,9% menor al destinado al 30 de junio de 2019 (MM$77.039). La disminución es explicada principalmente porque durante 2019 no había existido un cobro a entidades relacionadas.

A junio de 2020 el flujo de efectivo procedente en actividades de financiamiento fue de MM$39.098 lo que principalmente corresponde al giro de la línea de crédito comprometida por MM US$ 100 compensado en parte por el pago de dividendos con cargo a la utilidad del ejercicio anterior. A junio de 2019, el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de MM$759, que corresponde en su totalidad al pago de capital por derechos de uso.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 30 de junio de 2020 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility), la cual está parcialmente girada, la cual fue renegociada y extendida durante julio 2020 por un año y un monto de MM US$ 250.

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	Junio 2020	Diciembre 2019
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,66	0,64
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	31,13	30,80
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	893.339	871.920
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	< 7,0x	5,02	4,41

Test	Bonos	Límite	Junio 2020	Diciembre 2019
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	3,47	4,69

[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 junio de 2020 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		Junio 2020	Diciembre 2019	Variación 2020/2019
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	15,0%	16,6%	-160 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	4,6%	5,4%	-80 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	6,0%	6,7%	-70 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	130.611	140.612	-7,1%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	2,01	3,43	-41,4%
Razón ácida	(veces)	2,01	3,43	-41,4%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,25	2,08	8,2%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	7,7%	3,7%	400 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	92,3%	96,3%	-400 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,73	4,48	-16,7%

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

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

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

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

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

5. EL MERCADO DE LA TRANSMISIÓN

5.1. La actividad de transmisión y su regulación.

Transelec desarrolla sus actividades en Chile en el mercado 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 Nº 1/1982) y sus posteriores modificaciones, destacando en especial la Ley 19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004 y la 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 cuadrienio 2016 - 2019, las que fueron fijadas mediante el Decreto 23T del Ministerio de Energía el 3 de febrero del año 2016 y cuya aplicación es retroactiva a partir del 1 de enero del año 2016. Dicha normativa fijó las instalaciones de transmisión troncal y los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), más el VATT de las instalaciones troncales, y las fórmulas de indexación aplicables durante dicho período.

La Ley 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.

Con relación a las instalaciones del sistema de transmisión zonal (antiguamente subtransmisión), con fecha 9 de abril de 2013 se publicó en el diario oficial el Decreto Supremo 14 del Ministerio de Energía en el que se fijan las tarifas de subtransmisión para el período enero 2011 – diciembre 2014. La

diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero de 2011 hasta la fecha de publicación de este Decreto fue reliquidadada por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto 14/2013. Posteriormente, de acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio de la Ley N°20.805/2015 y a lo dispuesto en el Decreto 7T del 22 de abril de 2015, se extendió la vigencia del Decreto 14/2013 que fija las tarifas de instalaciones subtransmisión y del Decreto Exento N°121/2010 que fija la calificación de instalaciones de subtransmisión, hasta el 31 de diciembre de 2015.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo undécimo transitorio de la reciente Ley 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 señalas 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.

A través de la Resolución Exenta N° 815 del 26 de diciembre de 2019, la CNE estableció que, a partir de enero de 2020 y hasta el momento en que se publiquen los valores definitivos que se establezcan en el decreto de valorización de las instalaciones de transmisión Nacional y Zonal correspondiente al cuatrienio 2020-2023, la Comisión fijará los cargos únicos por uso de la transmisión en función de aquellos establecidos en la resolución semestral vigente al segundo semestre de 2019 (estabilización de Cargos por Transmisión). Para lo anterior, la CNE tuvo en consideración que: i) el proceso de valorización de las instalaciones de transmisión que hoy está en curso tendrá una vigencia (retroactiva) al 1º de enero de 2020, y ii) que en dicho proceso es esperable una rebaja relevante de los cargos, entre otras razones, por la disminución de la tasa de descuento calculada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 118º de la Ley General de Servicios Eléctricos. De acuerdo a lo indicado en la Resolución Exenta N° 815, la CNE decidió realizar estos ajustes a los cargos traspasables a clientes finales "con el objeto de preservar el principio de economía procedimental establecido en el artículo 9º de la Ley Nº 19.880, según el cual, la Administración debe responder a la máxima economía de medios con eficacia, evitando trámites dilatorios", dado que no hacerlo "los cargos a los clientes finales debiesen sufrir un alza, para luego originar una rebaja, dando origen a reliquidaciones al entrar en vigencia el nuevo proceso de valorización". La CNE indica que lo anterior tiene el objetivo final de reducir el riesgo de una afectación a los clientes finales. Una vez publicado el decreto de valorización del periodo 2020-2023 se deberán realizar las reliquidaciones que establece el artículo 113º de la Ley y, por tanto, las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión percibirán la remuneración (VATT) de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 114º de la misma, de manera de asegurar que las empresas transmisoras perciban valor anual de la transmisión por tramo (VATT) que constituye el total de su remuneración.

Finalmente, frente al estado de catástrofe debido al COVID19 se han presentado una serie de iniciativas en la Cámara de Diputados y el Senado que buscan prohibir el corte de servicios básicos por mora y postergar el pago por estos servicios a los clientes más vulnerables en el tiempo que dure esta situación excepcional. En el caso de la iniciativa del Senado, además busca que el beneficio sea aplicable a un universo aún más amplio que la propuesta de la Cámara, ya que no solo se centra en el 40% más vulnerable de la población, sino que lo amplía a todo aquel que no pueda pagar por el servicio. En el caso del sector eléctrico, estas iniciativas afectan directamente a las empresas distribuidoras con costos financieros debido a la postergación de pagos, sin embargo, en la práctica podría afectar la cadena de pago con el resto de los agentes del sector: empresas generadoras y empresas transmisoras.

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.

Transelec gestiona sus riesgos con un programa corporativo, incluyendo la visión e información brindada por los miembros del directorio y los colaboradores en contacto directo con los riesgos, a través de talleres en donde se analizan riesgos pasados y potenciales, alineados con la estrategia de la compañía. Llevamos a cabo acciones concretas para prevenirlos y/o mitigarlos, reduciendo su probabilidad de ocurrencia o su impacto.

A nivel de proyectos, la compañía lleva a cabo el proceso de Etapas y Decisiones, que vela por que los proyectos se guíen por protocolos establecidos desde la gestación de una idea de negocios, pasando por la presentación de la oferta, adjudicación y posterior construcción o adquisición, hasta su puesta en servicio, para asegurar que los tomadores de decisiones cuenten con la información necesaria y se mitiguen riesgos en las distintas etapas de los proyectos.

Trimestralmente, los principales riesgos son presentados y discutidos en el Directorio. Sin embargo, es apropiado mencionar y considerar los siguientes factores de riesgo:

6.1. Marco Regulatorio

Las tarifas de transmisión eléctrica están fijadas por ley e incluyen reajustes a fin de garantizar una rentabilidad real anual al operador. La naturaleza de la industria permite que los ingresos de los transmisores sean estables en el tiempo. Estos se complementan con los ingresos obtenidos gracias a la existencia de contratos privados con grandes clientes.

Sin embargo, el hecho de que estas tarifas se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión Nacional y Zonal, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos atractivas en términos de las inversiones incurridas.

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 incluyendo un ejercicio anual completo de Enterprise Risk Management, no es posible asegurar que las acciones preventivas y mitigaciones implementadas (gestión de activos, manejos de franja de seguridad, pólizas de seguros, etc.) serán suficientes para cubrir ciertos riesgos operativos, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos.

6.3. Institucionalidad Ambiental y Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales

Los proyectos de Transelec están sujetos a la Ley N°19.300/1994 sobre Bases Generales del Medio Ambiente ("Ley Ambiental") y sus modificaciones posteriores. Transelec podría tener el riesgo de que la tramitación de sus proyectos y permisos ambientales tomen más tiempo de lo esperado, lo que demoraría la construcción de proyectos y aumentará la posibilidad de estar afectos a multas.

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 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 como las concesiones eléctricas; escasez de equipos, materiales o mano de obra, o cambios en sus precios; condiciones climáticas adversas; catástrofes naturales y circunstancias y dificultades imprevistas en la obtención de financiamiento en condiciones y tasas razonables. Cualquiera de los factores antes mencionados 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

Tal como se señaló anteriormente, 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), a nivel de precios de mercado, los que son periódicamente recalculados de acuerdo al proceso establecido en la norma vigente. 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 de manera total 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:

	Junio 2020		Diciembre 2019	
En millones de pesos	**Activo**	**Pasivo**	**Activo**	**Pasivo**
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	931.320	931.582	773.997	774.341
Partidas en Peso chileno	1.873.866	1.873.604	1.596.884	1.596.539

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 2020 ($)	Último día 2020 ($)	Promedio 2019 ($)	Último día 2019 ($)
Enero	772,65	799,11	677,06	657,81
Febrero	796,38	818,32	656,30	651,79
Marzo	839,38	852,03	667,68	678,53
Abril	853,39	837,92	667,40	678,71
Mayo	821,81	806,32	692,00	709,80
Junio	793,72	821,23	692,41	679,15
Promedio del periodo	**812,89**	**822,49**	**675,48**	**675,97**

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	Junio 2020 MM$	Junio 2020 %	Junio 2019 MM$	Junio 2019 %
Grupo Enel	47,662	27.8%	66,552	38.3%
Grupo CGE	25,286	14.8%	32,403	18.6%
Grupo AES Gener	19,261	11.3%	29,682	17.1%
Grupo Colbún	13,498	7.9%	29,949	17.2%
Grupo Engie	11,107	6.5%	10,449	6.0%
Otros	54,373	31.8%	4,851	2.8%
Total	**171,187**		**173,887**	
% Concentración	**68.24%**		**97.21%**	

Al 30 de junio de 2020, la Compañía posee cinco clientes principales que representan individualmente entre un 6,5% y un 27,8% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (MM$47.662), Grupo CGE (MM$25.286), Grupo AES Gener (MM$19.261), Grupo Colbún (MM$13.498) y Grupo Engie (MM$11.107). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 68,24% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo período de 2019, la Compañía poseía similar estructura de clientes, cuyos ingresos ascendieron a MM$66.552, MM$32.403, MM$29.682, MM$29.949 y MM$10.449 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 97,21%.

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 tiene 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$237. Con fecha 27 de marzo de 2020, esta línea fue girada por MM US$100,00 adelantándose a potenciales restricciones de liquidez

asociadas a la contingencia COVID19 quedando un saldo no girado equivalente a M$112.802.550. 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 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

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 junio de 2020	151.388	137.692	674.931	844.777	493.826	2.302.614
31 de diciembre de 2019	65.254	130.509	344.742	1.108.425	495.527	2.144.457

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 junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 fue a tasa fija, con excepción del monto girado de la línea comprometida que está a tasa variable. 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 2020 ($)	Último día 2020 ($)	Promedio 2019 ($)	Último día 2019 ($)
Enero	28.324,55	28.338,25	27.558,53	27.546,22
Febrero	28.387,75	28.463,67	27.546,04	27.556,90
Marzo	28.539,73	28.597,46	27.564,62	27.565,76
Abril	28.648,24	28.690,73	27.601,09	27.662,17
Mayo	28.713,19	28.716,52	27.720,11	27.762,55
Junio	28.709,15	28.696,42	27.826,20	27.903,30
Promedio del periodo	**28.553,77**	**28.583,84**	**27.636,10**	**27.666,15**

6.10. Otros Riesgos

Además de lo mencionado anteriormente, la compañía se enfrenta a otros riesgos como los de ciberseguridad, legales, de mercado, de contraparte y reputacional.

Hechos Posteriores:

Con fecha 31 de julio de 2020 la Compañía contrató una nueva línea de crédito comprometida del tipo revolving por un monto de US$250 millones a una tasa Libor de 3 meses más un margen de 150 puntos base y con vencimiento al 31 de julio de 2021, la cual reemplaza la anterior línea comprometida cuyo vencimiento era el 3 de agosto de 2020. En base a lo anterior, la Compañía realizó el pago del total del saldo girado por MUS$100 de la anterior línea, girando al mismo tiempo el mismo monto de la línea renovada.

Desde el 30 de junio de 2020, fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados Intermedios, hasta la fecha de emisión, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero – contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios.