

*Análisis Razonado de Estados Financieros
Consolidados*

TRANSELEC S.A Y FILIAL

*Santiago, Chile
31 de diciembre de 2021*



RESUMEN

Al 31 de diciembre de 2021, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$305.858, presentando una disminución de un 8,2% en relación con el mismo período de 2020 (MM\$333.303). En el año 2021, así como se había hecho en 2020, se realizó la estimación de la provisión de menor ingreso asociada a la entrada en vigor del nuevo estudio de valorización de instalaciones de transmisión 2020-2023, incluyendo la provisión de 2021, como también un ajuste a la provisión de 2020. La baja de ingresos se explica principalmente por la provisión, compensada parcialmente por efectos macroeconómicos y nuevos ingresos de instalaciones puestas en servicio.

Al 31 de diciembre de 2021, Transelec registró un EBITDA¹ de MM\$248.115, un 10,1% menor a igual período de 2020 (MM\$275.978), con un Margen EBITDA² de 81,1%. La disminución en EBITDA se debe principalmente a la caída en ingresos que se explicó anteriormente.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a diciembre de 2021 fue de MM\$109.999, que corresponde a un alza de un 31,5% en comparación al mismo período de 2020 (MM\$83.660). El alza se debe principalmente a mayores pérdidas por Unidades de Reajuste, compensado parcialmente por menores Costos Financieros.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de diciembre de 2021 fue de MM\$58.750, registrando una baja de 39% en relación con el mismo periodo del año 2020, en el cual se registró una utilidad por MM\$96.266.

Durante el año 2021, la Compañía ha incorporado el equivalente a MM US\$105 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de tres expansiones del segmento Dedicado, tres ampliaciones y una expansión del sistema Nacional, dos expansiones y 1 ampliación del sistema Zonal.

¹ EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero. Los Costos de Ventas y Gastos de Administración no incluyen Depreciación y Amortización.

² Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

Hechos relevantes del periodo:

- La situación de COVID-19 ha tenido un impacto acotado hasta ahora para nuestra Compañía en aspectos financieros y operacionales. La Compañía ya ha tomado acciones preventivas que le permitan mantener la continuidad de sus operaciones considerando las potenciales repercusiones de esta situación.
- El Estudio de valorización de instalaciones de transmisión para el período 2020-2023, del Sistema Eléctrico Nacional que regula mayoritariamente las tarifas de transmisión en el país, está en proceso de elaboración de acuerdo con lo que prevé la Ley y se espera que el decreto con la tarifa se publique en el primer semestre de 2022. La aplicación del estudio de valorización de instalaciones de transmisión considera los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020 lo que implica que, en el intertanto, se aplica el resultado de los estudios tarifarios anteriores hasta la entrada en vigor de las nuevas tarifas. Al cierre de los presentes Estados Financieros, la Compañía continúa reconociendo y percibiendo ingresos de acuerdo los estudios tarifarios anteriores (DS23T y DS6T) a la espera de la publicación y entrada en vigor del nuevo estudio tarifario. Debido a todo lo anterior, la Compañía ha realizado una estimación del impacto que tendría la entrada en vigor del nuevo estudio tarifario en los ingresos correspondientes al año 2021 y 2020, considerando la mejor información que está disponible a la fecha, y ha procedido a realizar una provisión al 31 de diciembre de 2021 (lo que también se realizó en 2020).
- Con fecha 30 de abril de 2021, la Junta Ordinaria de Accionistas acordó la distribución de un dividendo definitivo por los resultados del período 2020 por un monto de MM\$28.723 el cual fue pagado en mayo de 2021.
- El 28 de mayo de 2021, Transelec renovó la Línea de Crédito Rotativa, manteniendo el monto de US\$ 250 millones, mejorando sus condiciones y con un nuevo vencimiento en mayo de 2024.
- En septiembre la clasificadora de riesgo internacional Moody´s ratificó el rating Baa1 de Transelec.
- En diciembre, las siguientes clasificadoras de riesgo ratificaron la clasificación de Transelec:
 - Fitch Ratings ratificó la clasificación en BBB (internacional) y también ratificó la clasificación en AA- (nacional),
 - Humphreys ratificó la clasificación de Transelec en AA- (nacional),
 - Feller ratificó la clasificación de Transelec en AA (nacional), y además mejoró su perspectiva financiera de estable a positiva.
- Como hecho posterior al cierre de año, en enero de 2022 se publicó el dictamen del panel de expertos, lo que es el input para redactar el Informe Definitivo del nuevo estudio de valorización de instalaciones de transmisión 2020-2023. En base a este dictamen, se realizó nuevamente la estimación de la provisión de menor ingreso, incluyendo al cierre de 2021 un cálculo actualizado del año y también un ajuste a la provisión de 2020.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Diciembre 2021 MM\$	Diciembre 2020 MM\$	Variación 2021/2020 MM\$	Variación 2021/2020 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	305.858	333.303	-27.445	-8,2%
Ventas	297.775	317.562	-19.787	-6,2%
Servicios a Terceros	8.083	15.741	-7.658	-48,6%
Costos y Gastos de la Operación	-114.690	-117.616	2.926	2,5%
Costos de Ventas	-36.495	-39.546	3.051	7,7%
Gastos de Administración	-23.495	-20.216	-3.279	-16,2%
Depreciación y Amortización	-54.701	-57.854	3.153	5,5%
Resultado de Explotación	191.168	215.687	-24.519	-11,4%
Ingresos Financieros	10.647	11.130	-483	-4,3%
Costos Financieros	-70.229	-75.998	5.769	7,6%
Diferencias de Cambio	389	369	20	5,4%
Resultado por Unidades de Reajuste	-51.560	-20.473	-31.087	-151,8%
Otras Ganancias (Pérdidas)	754	1.312	-558	-42,5%
Resultado Fuera de Explotación	-109.999	-83.660	-26.339	-31,5%
Ganancia, Antes de Impuestos	81.169	132.027	-50.858	-38,5%
Impuesto a la Renta	-22.419	-35.761	13.342	37,3%
Utilidad del Período (Ganancias)	58.750	96.266	-37.516	-39,0%
EBITDA¹	248.115	275.978	-27.863	-10,1%
Margen EBITDA²	81,1%	82,8%		

¹ EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero. Los Costos de Ventas y Gastos de Administración no incluyen Depreciación y Amortización.

² Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

a) Resultado de Explotación

Durante el año 2021, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$305.858, disminuyendo un 8,2% respecto al mismo período de 2020 (MM\$333.303). La baja está explicada principalmente por menores Ingresos por Ventas que a diciembre de 2021 alcanzaron MM\$297.775, menores en un 6,2% en relación con 2020 (MM\$317.562) y por menores ingresos por Servicios a Terceros que a diciembre de 2021 alcanzaron MM\$8.083, un 48,6% menor a lo obtenido en el mismo período de 2020 (MM\$15.741).

En su conjunto, los menores ingresos se deben principalmente a una mayor provisión por menores ingresos que son compensados por efectos macroeconómicos (principalmente asociado a IPC), y por nuevos ingresos en 2021 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses.

Cabe destacar que la provisión de menores ingresos asociada al efecto que tendría la entrada en vigor del nuevo estudio tarifario 2020-2023 (que se encuentra en las últimas etapas de elaboración y que se espera se emita durante el primer semestre de 2022, pero que considera los ingresos de la Compañía a partir del 1 de enero del año 2020) se sigue realizando, pero incorpora nuestra estimación del dictamen del panel de expertos, registrando un ajuste a la provisión para 2021 y 2020.



El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de diciembre de 2021 fue MM\$114.691, un 2,5% menor al compararlo con el mismo período de 2020, donde alcanzaron los MM\$117.616. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM\$36.495, un 7,7% menores al mismo período de 2020 (MM\$39.546). La disminución es explicada por mayores costos en 2020 asociados a servicios con terceros y a una provisión por una multa mayor; adicionalmente, por menores costos de mantenimiento en 2021 lo que es compensado parcialmente por un mayor costo de personal en 2021 asociado al pago de un bono de fin de conflicto por negociación colectiva con uno de los sindicatos de la Compañía.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM\$23.495 a diciembre de 2021, un 16,2% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2020 (MM\$20.216). El aumento es explicado principalmente por mayores costos de asesorías.

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2021 resultó en MM\$54.701, disminuyendo un 5,5% en relación con el mismo periodo de 2020 (MM\$57.854).

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación al cierre de diciembre de 2021 fue una pérdida de MM\$109.999, que corresponde a un incremento de un 31,5% en comparación al mismo período de 2020 (MM\$83.660). El alza se debe principalmente a mayores pérdidas por Unidades de Reajuste, menores Otras Ganancias y menores Ingresos Financieros, compensado parcialmente por menores Costos Financieros.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM\$51.560 al 31 de diciembre de 2021. Esto se debe a una variación de 6,61% en el valor de la UF durante el 2021, lo cual afecta principalmente nuestros bonos denominados en UF. A igual período de 2020 la pérdida fue de MM\$20.473, asociado a una variación de 2,68% en el valor de la UF.

Los Ingresos Financieros registrados a diciembre de 2021 alcanzaron los MM\$10.647, disminuyendo un 4,3% respecto a lo registrado al mismo período de 2020 (MM\$11.130). Esta baja se debe principalmente a menores intereses comerciales ganados, menores intereses devengados a entidades relacionadas y menores intereses bancarios ganados en moneda extranjera.

Las Diferencias de Cambio a diciembre de 2021 resultaron en una ganancia de MM\$389 mientras que al mismo periodo de 2020 el saldo fue una ganancia de MM\$369. Las Diferencias de Cambio se mantienen acotadas, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Costos Financieros registrados a diciembre de 2021 alcanzaron los MM\$70.229, disminuyendo un 7,6% en comparación con igual periodo de 2020 (MM\$75.998). La caída se debe principalmente a un menor pago de intereses en bonos en USD, ya que el tipo de cambio promedio el año 2021 fue un 4,18% menor con relación al mismo periodo del año 2020, y a mayores intereses activados por proyectos en ejecución debido a una mayor cantidad de proyectos en cartera con alto grado de avance. Lo anterior es parcialmente compensado por mayor pago de intereses en bonos en UF debido a la revalorización de aquella unidad de moneda.

Las Otras Ganancias a diciembre de 2021 fueron MM\$754, mientras que en 2020 fueron de MM\$1.312. Esta diferencia se explica principalmente por una reclasificación en Pérdidas Excepcionales Diversas en 2021 de un registro hecho en Ganancias Excepcionales Diversas en 2020

y por revisión de facturas por recibir en 2020, compensado parcialmente por venta de chatarra en 2021.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de diciembre de 2021 fue de MM\$22.419, disminuyendo un 37,3% en relación con el mismo período de 2020 (MM\$35.761). La disminución se debe principalmente del resultado financiero de la Compañía, influenciado por una mayor carga financiera y el ajuste del ingreso tarifario, esta disminución afecta directamente el resultado tributario disminuyendo la provisión por impuesto a la renta en MM\$13.342

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2021 MM\$	Diciembre 2020 MM\$	Variación 2021/2020 MM\$	Variación 2021/2020 %
Activos Corrientes	331.639	238.530	93.109	39,0%
Activos No Corrientes	2.824.749	2.505.486	319.263	12,7%
Total Activos	3.156.388	2.744.016	412.372	15,0%
Pasivos Corrientes	233.561	124.717	108.844	87,3%
Pasivos No Corrientes	1.950.919	1.726.208	224.711	13,0%
Patrimonio	971.908	893.090	78.818	8,8%
Total Pasivos y Patrimonio	3.156.388	2.744.016	412.372	15,0%

El aumento en los Activos entre diciembre de 2020 y diciembre de 2021 es explicado por un aumento en los Activos No Corrientes y Activos Corrientes. El aumento en Activos No Corrientes se debe principalmente a mayor saldo en Propiedades, Planta y Equipos y en Activos Financieros asociado a la revalorización de los instrumentos de cobertura. En ese mismo sentido, los mayores Activos Corrientes son principalmente explicados por un mayor saldo de caja, compensado en parte por menor saldo de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.

El alza en Pasivos y Patrimonio se debe a un aumento de todos los ítems que lo componen. El alza en Pasivos No Corrientes se debe principalmente a mayores pasivos financieros asociado a la revalorización de la deuda. El aumento de los Pasivos Corrientes se debe principalmente a mayores cuentas por pagar. El alza en Patrimonio se debe principalmente a mayores Ganancias acumuladas y Otras reservas.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Diciembre	Diciembre	Variación	Variación
	2021	2020	2021/2020	2021/2020
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Terrenos	22.071	20.999	1.072	5,1%
Construcción y obras de infraestructura	1.270.052	1.236.282	33.770	2,7%
Obras en curso	402.151	252.586	149.565	59,2%
Maquinarias y equipos	769.601	778.738	-9.137	-1,2%
Otros activos fijos	5.812	5.834	-22	-0,4%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	7.857	7.857	0	0,0%
Depreciación	-653.834	-606.781	-47.053	-7,8%
Total	2.477.543	1.695.514	782.029	46,1%

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Diciembre 2021	Diciembre 2020
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	1,209%	Flotante	28-may-24	-	-

¹ Línea de Crédito Comprometida por MM US\$250: La tasa de interés flotante de 1,209% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,00%. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no mantenía montos girados por esta línea.

Si bien, incrementos en la inflación pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los gastos financieros de la Compañía, estos impactos se encuentran en parte compensados por ingresos indexados a inflación.

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Diciembre 2021 MM\$	Diciembre 2020 MM\$	Variación 2021/2020 MM\$	Variación 2021/2020 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	373.498	203.806	169.692	83,3%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-215.657	-166.157	-49.500	-29,8%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-30.179	-42.664	12.485	29,3%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	127.662	-5.015	132.677	N/A
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1.017	2.213	-1.196	-54,0%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	128.679	-2.802	131.481	N/A
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	105.840	108.642	-2.802	-2,6%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	234.519	105.840	128.679	121,6%

Al 31 de diciembre de 2021, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$373.498, el cual aumentó un 83,3% con relación al mismo periodo de 2020 (MM\$203.806). Dicho aumento se debe principalmente a que existe una mayor recaudación y a un menor pago a proveedores en 2021 debido al pago del Cargo Equivalente de Transmisión (CET) en 2020.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$215.657. Al 31 de diciembre de 2020 el flujo utilizado en actividades inversión fue MM\$166.157. El alza se debe principalmente a que durante 2020 recibimos flujos positivos netos asociados a préstamos a entidades relacionadas.

A diciembre de 2021 el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de MM\$30.179 lo que se explica principalmente por pago de dividendos. Por otro lado, a diciembre de 2020, el flujo de efectivo procedente de actividades de financiamiento fue de MM\$42.664, lo que se explica casi en su totalidad por el pago de dividendos y el pago de la línea rotativa.

La Compañía realizó reclasificaciones a sus estados de flujo de efectivo respecto a saldos que afectan el año 2020. Estas reclasificaciones son realizadas solo para efectos comparativos y no son consideradas para el cálculo de covenants de 2020.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 31 de diciembre de 2021 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito rotativa (Revolving Credit Facility), la cual fue renegociada y extendida durante mayo 2021 por tres años y por un monto de MM US\$ 250.

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd, Banco Santander, Bank of China Ltd, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, JP Morgan Chase Bank N.A. y China Construction Bank.	US\$250.000.000	28-may-2024	Capital de trabajo

4. INDICADORES

A continuación, se presentan restricciones financieras contenidas en los contratos de deuda de la Compañía:

Covenants	Contrato	Límite	Diciembre 2021	Diciembre 2020
Deuda Total/Capitalización Total ¹	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,64	0,63
Patrimonio Mínimo ¹ MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	32,17	31,58
Patrimonio Mínimo ¹ MM\$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	996.878	918.060
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	< 8,0x ⁴	5,26	5,02

Test	Bonos	Límite	Diciembre 2021	Diciembre 2020
Test de Distribución ² (FNO ³ /Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	6,64	4,15

¹ Patrimonio= Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora más la Amortización Acumulada de la Plusvalía. Se deja constancia que la Amortización Acumulada de la Plusvalía entre el 30 de junio de 2006 y el 31 de diciembre de 2021 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.

⁴ Límite de Covenant de Línea de Crédito Comprometida fue renegociado en mayo de 2021, pasando de 7,0x a 8,0x. A diciembre de 2020 el límite considerado es de 7,0x.

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

ÍNDICES		Diciembre 2021	Diciembre 2020	Variación 2021/2020
Rentabilidad¹				
Rentabilidad del Patrimonio ²	(%)	10,6%	10,8%	-20 pbs
Rentabilidad de Activos ³	(%)	3,3%	3,5%	-20 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales ⁴	(%)	4,2%	5,7%	-150 pbs
Ganancia por acción ⁵	(\$)	58.750	96.266	-39,0%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	1,42	1,91	-25,7%
Razón ácida	(veces)	1,42	1,91	-25,7%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,25	2,07	8,7%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	10,7%	6,7%	400 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	89,3%	93,3%	-400 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,53	3,63	-2,8%

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 abastecerá a los usuarios finales a lo largo del país. Por otro lado, 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.º 1/1982), en adelante LGSE, y sus posteriores modificaciones, destacando en especial la Ley N°19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004 y la Ley N°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 los Reglamentos de la Ley N°20.936, y en sus Normas Técnicas, destacando entre ellas, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, así como sus respectivos Anexos Técnicos.

La última reforma a la LGSE para el segmento de la Transmisión fue la promulgación de la Ley N° 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 CDEC-SIC y CDEC-SING.
- 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.
- 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 nuevas obras 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 y remuneración 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.
- Establece un esquema que regula la definición, determinación e implementación de los Servicios Complementarios que el sistema eléctrico requiere para mantener la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

Adicionalmente, a la fecha se han publicado diversos reglamentos asociados a la Ley N°20.936, que establecen disposiciones necesarias para la regulación de temas relacionados con: i) el Coordinador Eléctrico Nacional, ii) Panel de Expertos, iii) planificación energética, iv) franjas preliminares, v) intercambios internacionales, vi) compensaciones por indisponibilidad de suministro, vii) dictación de normas técnicas, viii) coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, ix) calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión, x) sistemas de transmisión y planificación de la transmisión, xi) seguridad de las instalaciones, xii) servicios complementarios, xiv) generación distribuida para autoconsumo, xv) medios de generación de pequeña escala.

Respecto, al negocio de Transelec, éste se centra en la retribución económica por el servicio de transporte que entregan sus instalaciones, de acuerdo con 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 ingresos asociados a la actividad de transmisión son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años, mediante la realización de estudios de valorización de instalaciones de transmisión 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.

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.

El VATT para las instalaciones existentes se calcula sobre la base de la Anualidad del Valor de la Inversión (AVI) que 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, más los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), ajustado por los efectos de impuesto a la renta.

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.

Para el Sistema Nacional se emite el Decreto 23T del Ministerio de Energía el 3 de febrero del año 2016 y para el sistema Zonal se emite el Decreto 6T el 5 de octubre de 2018, ambos decretos finalizan su vigencia el 31 de diciembre de 2019, sin embargo, mientras no se emita el Decreto del proceso de valorización del proceso 2020-2023 siguen aplicándose y las diferencias correspondientes deberán ser incorporadas en la fijación de Cargo Único del semestre que corresponda.

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 CNE 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 1° de enero de 2020, y ii) que en dicho proceso es esperable una rebaja de los cargos, entre otras razones, por la disminución de la tasa de descuento calculada de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 118° de la LGSE. 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 9° de la Ley N° 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 los cálculos para la fijación de cargo único que corresponda, según establece el artículo 113° y 115° 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 114° 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.

El proceso de valorización de tarifas 2020 – 2023 tiene a la fecha un retraso superior a 2 años y se espera que el decreto correspondiente sea publicado en el diario Oficial en marzo 2022. Las empresas afectas a tarifas reguladas en los sistemas Nacional y Zonal recibirán la nueva tarifa a partir del semestre siguiente del momento en que se publique el decreto que la sanciona, y en ese momento, se calculará el monto a redistribuir entre las empresas transmisoras (a favor o en contra), de las diferencias entre la tarifa actualmente en vigencia y la nueva tarifa 2020-2023, de acuerdo con los procedimientos que aplica el Coordinador Eléctrico Nacional.

La Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°251 de fecha 2 de agosto de 2021 con la valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el cuatrienio 2020-2023, el día 17 de agosto de 2021 las empresas presentaron sus discrepancias respecto a este informe al Honorable Panel de Expertos Eléctrico quién emitió su dictamen N°12 el 12 de enero de 2022. La emisión del informe técnico definitivo que incorpora los dictámenes de dicho Panel se publicó el 02 de marzo de 2022 y luego de eso queda esperar la revisión de la Contraloría General de la República, para que posteriormente el Ministerio pueda promulgar el Decreto correspondiente.

Por otro lado, frente al estado de catástrofe debido al COVID19, el sábado 8 de agosto de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica a favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red (Ley de Servicios Básicos). Esta ley establece lo siguiente:

- Prohíbe el corte de los servicios básicos a un grupo de clientes, entre ellos usuarios residenciales, hospitales, cárceles, etc., por mora en el pago de este tipo de servicios durante los noventa días siguientes a la publicación de la ley.
- Para ciertos tipos de clientes, tales como clientes que se encuentre dentro del 60% más vulnerable de la población, podrán elegir si las deudas que se generen entre el 18 de marzo de 2020 y hasta los noventa días posteriores a la publicación de esta ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario, las que no podrán exceder de doce cuotas, incorporar multas, intereses ni gastos asociados.
- Durante los noventa días siguientes a la publicación de esta ley, las empresas generadoras y transmisoras de energía eléctrica, deberán continuar proveyendo con normalidad sus servicios a las empresas distribuidoras domiciliarias de energía y a las cooperativas eléctricas.
- Dentro del plazo comprendido entre los treinta días previos a la publicación de esta ley y los noventa días posteriores a ella, de manera excepcional, el pago de las cooperativas eléctricas a las empresas generadoras y transmisoras podrá ser realizado en cuotas, en el mismo número de meses en que se prorratearán las cuentas de sus beneficiarios, sin multas, intereses ni gastos asociados.

Luego, el 5 de enero de 2021, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.301, mediante el cual se prorrogan los efectos de la Ley N°21.249, aumentando el alcance para la suspensión de pago de los servicios básicos afectos desde 90 días de su publicación a 270 días y extendiendo los meses de prorrateo para el pago de deudas de 12 meses a 36 meses.

Posteriormente, el 22 de mayo de 2021, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.340, mediante la cual se extiende la medida de no corte de suministro por deudas y la posibilidad de postergación de pago de deudas hasta el 31 de diciembre de 2021. Se extiende el número de cuotas para pagar la deuda de 36 a 48, y se aumenta el alcance de usuarios vulnerables del 60% al 80%, para efectos de postergar el pago de deudas.

Finalmente, el 28 de enero de 2022 fue despachado por el Senado para la firma del Ejecutivo y su promulgación, el Proyecto de Ley que regula el prorrato y pago de deudas por servicios sanitarios y eléctricos generadas durante la pandemia por COVID-19 y establece subsidios a los clientes vulnerables para el pago de éstas. Dichos subsidios de cargo fiscal serán para contribuir al pago de las deudas por consumo de agua potable y para el pago de las deudas por consumo de electricidad. Los usuarios beneficiados corresponderán a quienes se encuentren morosos de la deuda generada por la postergación en el pago de servicios básicos y tengan un consumo promedio de electricidad no superior a 250 kilowatts hora mensuales. Los subsidios serán descontados mensualmente por las empresas de servicios sanitarios y las empresas y cooperativas de distribución de electricidad a los usuarios beneficiarios.

Por otro lado, las deudas contraídas serán pagadas en 48 cuotas mensuales, contadas desde el mes de entrada en vigor de esta ley, donde cada cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021. Una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir saldo de la deuda, esta se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Energía con las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo.

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 para períodos de 4 años e incluyen una indexación semestral 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. No hay garantía que el nivel de tarifas previo se mantenga en los ciclos tarifarios sucesivos.

6.2. Riesgos Operativos

Sin perjuicio que la administración estima que Transelec mantiene una adecuada cobertura de riesgos de acuerdo con 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 afectados a multas. Están identificados y se han definido medidas preventivas y mitigatorias para todos los riesgos relacionados a medioambiente y comunidades aledañas a las instalaciones de la compañía.

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 con el 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:

En millones de pesos	Diciembre 2021		Diciembre 2020	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	868.719	875.783	733.240	729.075
Partidas en Peso chileno	2.282.636	2.275.571	2.002.910	2.007.075

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 2021 (\$)	Último día 2021 (\$)	Promedio 2020 (\$)	Último día 2020 (\$)
Enero	723,56	734,62	772,65	799,11
Febrero	722,63	719,91	796,38	818,32
Marzo	726,37	721,82	839,38	852,03
Abril	707,85	711,06	853,38	837,92
Mayo	712,26	722,11	821,81	806,32
Junio	726,54	727,76	793,72	821,23
Julio	750,44	760,20	784,73	757,06
Agosto	779,83	775,14	784,66	776,46
Septiembre	783,63	811,90	773,40	788,15
Octubre	813,95	810,91	788,27	771,92
Noviembre	812,62	837,55	762,88	767,29
Diciembre	849,12	844,69	734,73	710,95
Promedio del periodo	759,07	764,81	792,17	792,23

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.

Sin embargo, no puede asegurarse que Transelec estará totalmente protegida por el hecho de mantener contratos de cobertura para el tipo de cambio. Adicionalmente, los cross-currency swap y los forwards contienen riesgo de crédito de la contraparte, requerimientos de caja en las fechas de vencimiento o en cláusulas de *recouping* (si las hubiere) y otros riesgos asociados.

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 sistémicamente muy bajo dado el número limitado de clientes, su clasificación de riesgo y el reducido plazo de cobro.

Sin embargo, los ingresos se encuentran altamente concentrados en pocos clientes que conforman gran parte del flujo de caja futuro de Transelec. Un cambio sustancial en los bienes, condición financiera y/o resultados operacionales de esas empresas en particular podría afectar negativamente a la Compañía.

En la siguiente tabla se muestran los cinco principales clientes y su comparación con el año anterior:

INGRESOS	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre
	2021	2021	2020	2020
	MM\$	%	MM\$	%
Grupo Enel	95.576	31,2%	101.185	30,4%
Grupo AES Gener	45.861	15,0%	57.645	17,3%
Grupo CGE	42.745	14,0%	49.746	14,9%
Grupo Colbún	33.265	10,9%	34.327	10,3%
Grupo Engie	24.813	8,1%	26.967	8,1%
Otros	32.022	10,5%	63.433	19,0%
Total	305.858		333.303	
% Concentración	79,21%		80,97%	

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 la posibilidad de 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.

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 MM US\$250. Esta línea de crédito comprometida fue contratada por primera vez con fecha 9 de julio de 2012, siendo renegociada y extendida los años 2014, 2017, 2020 y 2021. La última renovación del 28 de mayo de 2021 mantuvo un tranche único en dólares de MMUS\$250 además de otras mejoras en beneficio de la compañía. Fue renovada por el período de 3 años por un sindicato de bancos conformados por The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd., Bank of China Ltd, Banco Santander, Sumitomo Mitsui Banking Corporation y JP Morgan Chase Bank N.A. En julio de 2021 se incorporó China Construction Bank al consorcio. 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 mitigan mediante el uso de deuda a largo plazo y de la estructura de sus vencimientos extendida en el tiempo.

En la siguiente tabla se detallan las amortizaciones de capital e intereses correspondientes a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020.

Vencimiento deuda (capital e intereses) MM\$	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total
31 de diciembre de 2021	67.424	360.358	389.692	923.181	336.558	2.077.215
31 de diciembre de 2020	67.424	371.294	402.253	818.114	485.553	2.144.639

6.9. Riesgo de Tasa de Interés

Cambios significativos en los valores justos y flujos de efectivo futuros de instrumentos financieros, que pueden ser atribuibles directamente a los riesgos de tasa de interés, incluyen cambios en el ingreso neto de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja se determinan con referencia a tipos de interés variable y a cambios en el valor de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja son de naturaleza fija.

Los activos de la Compañía son principalmente activos fijos e intangibles y de larga duración. En consecuencia, los pasivos financieros que se utilizan para financiarlos consisten principalmente en pasivos de largo plazo a tasa fija. Las deudas se registran en el balance a su costo amortizado.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo financiero producto de fluctuaciones en las tasas de interés reduciendo la volatilidad de la cuenta de resultados.

La totalidad de la deuda de la Compañía al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020 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 2021 (\$)	Último día 2021 (\$)	Promedio 2020 (\$)	Último día 2020 (\$)
Enero	29.085,91	29.123,74	28.324,55	28.338,25
Febrero	29.194,81	29.287,38	28.387,75	28.463,67
Marzo	29.360,08	29.394,77	28.539,73	28.597,46
Abril	29.439,72	29.494,13	28.648,24	28.690,73
Mayo	29.555,98	29.613,26	28.713,19	28.716,52
Junio	29.665,83	29.709,83	28.709,15	28.696,42
Julio	29.740,92	29.757,64	28.681,36	28.667,44
Agosto	29.827,73	29.935,08	28.667,73	28.679,45
Septiembre	30.025,93	30.088,37	28.694,02	28.707,85
Octubre	30.214,65	30.380,53	28.760,64	28.838,63
Noviembre	30.573,24	30.762,80	28.933,88	29.030,17
Diciembre	30.907,42	30.991,74	29.075,47	29.070,33
Promedio del periodo	29.799,35	29.878,27	28.677,98	28.708,08

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.

7. HECHOS POSTERIORES:

- Como hecho posterior al cierre de año, en enero de 2022 se publicó el dictamen del panel de expertos, lo que es el input para redactar el Informe Definitivo del nuevo estudio de valorización de instalaciones de transmisión 2020-2023. En base a este dictamen, se realizó nuevamente la estimación de la provisión de menor ingreso, incluyendo al cierre de 2021 un cálculo actualizado del año y también un ajuste a la provisión de 2020.
- En marzo 2022, se publicó el Informe Definitivo con el que se establecerá la tarifa para el periodo 2020-2023. A partir de este documento se redactará el decreto a ser publicado por la Contraloría General de la República.