Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A Y FILIAL

Santiago, Chile
30 de junio de 2023

RESUMEN

Al 30 de junio de 2023, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$234.821, presentando un aumento de un 31,0% en relación con el mismo período de 2022 (MM$179.223), principalmente por un efecto contable debido al registro en el primer trimestre de este año, bajo criterio IFRS 16, de un contrato de leasing por un proyecto dedicado puesto en operación (efecto de una vez, que no se mantendrá en el tiempo), efectos macroeconómicos y la mayor provisión por menores ingresos realizada en 2022 asociado al proceso tarifario. Para los Estados Financieros de junio del presente año, los ingresos están determinados de acuerdo con el Decreto Supremo 7T (DS7T) publicado el 16 de febrero de 2023. En junio del año pasado, se realizó una estimación de la provisión de menor ingreso asociada a la entrada en vigencia del nuevo estudio de valorización de instalaciones de transmisión 2020-2023 considerando la información que se tenía a esa fecha.

Al 30 de junio de 2023, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$200.503, un 33,0% superior a igual período de 2022 (MM$150.756), principalmente por el efecto contable mencionado, con un Margen EBITDA[2] de 85,4%.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a junio de 2023 fue de MM$46.126, que corresponde a una disminución de la pérdida de un 40,8% en comparación al mismo período de 2022 (MM$77.898). Este resultado se debe principalmente a mayores Ingresos Financieros y menor resultado por unidades de reajuste, parcialmente compensado por mayores Costos Financieros.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 30 de junio de 2023 fue de MM$90.561, y de MM$32.565 en el mismo periodo de 2022.

Durante el primer semestre de 2023, la Compañía ha incorporado el equivalente a MMUS$310,6 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de una ampliación del sistema Nacional, tres ampliaciones y una expansión en el sistema Zonal, y un proyecto dedicado.

[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:

- El Decreto Supremo 7T (DS7T) fue publicado el 16 de febrero de este año, el cual regula mayoritariamente las tarifas de transmisión en el país. La aplicación del DS7T considera los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020. Al cierre de los presentes Estados Financieros, la Compañía está registrando los ingresos conforme al DS7T, sin embargo, en el mismo periodo de 2022 reconocía y percibía ingresos de acuerdo los estudios tarifarios anteriores (DS23T y DS6T) por lo que se incluyeron provisiones de menores ingresos según la información que se tenía en ese momento de lo que serían las tarifas finales del periodo 2020-2023 . Debido a todo lo anterior, la Compañía ya no ha realizado la provisión por menores ingresos que venía registrando hasta diciembre de 2022.

- Con fecha 19 de abril de 2023, Transelec S.A. emitió los bonos corporativos locales Serie "V" y serie "X" por un total de UF 7.000.000. La serie "X" vence el 01 de marzo de 2034, es bullet con una tasa cupón de 3,2% anual y la Serie "V" con vencimiento el 01 de marzo de 2048, bullet y una tasa cupón de 3,3% anual, ambos con pagos semestrales.

- Con fecha 26 de abril de 2023, la Compañía efectuó el pago anticipado del Bono Senior emitido en 2013 por US$300 millones con vencimiento para el 26 de julio de 2023.

- Debido al prepago del US$ Bono Senior en abril, la compañía tuvo que ajustar su hedge:
  - Durante el mes de abril de 2023, la Compañía efectuó la liquidación de dos Cross Currency Swaps (CCS) mantenidos con el Banco Santander y Goldman Sachs por un nocional total de US$300 millones,
  - En junio, se hizo el unwind parcial de un Cross Currency Swap mantenido con Goldman Sachs dejándolo en un monto nocional final de US$23.5 millones.

  La monetización del valor de mercado de dichos instrumentos generó una ganancia de $70.billones.

- Con fecha 28 de abril de 2023, la Junta Ordinaria de Accionistas acordó la distribución de un dividendo definitivo por los resultados del período 2022 por un monto de MM$32.337 el cual se pagó en mayo de 2023.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2023 MM$	Junio 2022 MM$	Variación 2023/2022 MM$	Variación 2023/2022 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**234.821**	**179.223**	**55.598**	**31,0%**
Ventas	230.237	175.357	54.880	31,3%
Servicios a Terceros	4.584	3.867	717	18,5%
Costos y Gastos de la Operación	**-61.321**	**-56.133**	**-5.188**	**-9,2%**
Costos de Ventas	-19.833	-17.247	-2.586	-15,0%
Gastos de Administración	-14.401	-12.236	-2.165	-17,7%
Depreciación y Amortización	-27.087	-26.650	-437	-1,6%
Resultado de Explotación	**173.500**	**123.090**	**50.410**	**41,0%**
Ingresos Financieros	29.530	13.528	16.002	118,3%
Costos Financieros	-45.481	-35.681	-9.800	-27,5%
Diferencias de Cambio	3.666	363	3.303	911,0%
Resultado por Unidades de Reajuste	-33.853	-56.230	22.377	39,8%
Otras Ganancias (Pérdidas)	13	122	-109	-89,7%
Resultado Fuera de Explotación	**-46.126**	**-77.898**	**31.772**	**40,8%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**127.374**	**45.192**	**82.182**	**181,8%**
Impuesto a la Renta	-36.812	-12.627	-24.185	-191,5%
Utilidad del Período (Ganancias)	**90.561**	**32.565**	**57.996**	**178,1%**
EBITDA[1]	**200.503**	**150.756**	**49.747**	**33,0%**
Margen EBITDA[2]	**85,4%**	**84,1%**		

[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 primer semestre de 2023, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$234.821, aumentando un 31,0% respecto al mismo período de 2022 (MM$179.223). El incremento está explicado principalmente por mayores Ingresos por Ventas que a junio de 2023 alcanzaron MM$230.237, superiores en un 31,3% en relación con junio de 2022 (MM$175.357).

En su conjunto, los mayores ingresos se deben principalmente a un efecto contable generado por el registro del contrato por la puesta en operación de la solución de transmisión para la mina Quebrada Blanca 2, en donde las obras en curso pasan a contabilizarse como leasing, generando un efecto contable por única vez. También afectaron los efectos macroeconómicos (principalmente asociado a inflación), los mayores ingresos por proyectos puestos en servicio los últimos 12 meses y la provisión por menores ingresos realizada en 2022.

Cabe destacar que los estados financieros a junio de 2023 incorporan en los ingresos el DS7T.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 30 de junio de 2023 fue MM$61.321, un 9,2% mayor al compararlo con el mismo período de 2022, donde alcanzaron los MM$56.133. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$19.833, un 15,0% mayores al mismo período de 2022 (MM$17.247). El incremento es explicado por mayores costos por mantenimiento y mayores costos de personal.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$14.401 a junio de 2023, un 17,7% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2022 (MM$12.236). El aumento es explicado principalmente por mayores costos de personal y mayores costos de informática.

La Depreciación y Amortización al 30 de junio de 2023 resultó en MM$27.087, aumentando un 1,6% en relación con el mismo periodo de 2022 (MM$26.650).

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación al cierre de junio de 2023 fue una pérdida de MM$46.126, que corresponde a una disminución de la pérdida de un 40,8% en comparación al mismo período de 2022 (MM$77.898). La disminución se debe principalmente a mayores Ingresos Financieros y menor pérdida de resultado por unidades de reajuste, compensado parcialmente por mayores Costos Financieros.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$33.853 al 30 de junio de 2023. Esto se debe a una variación de 2,79% en el valor de la UF en 2023, lo cual afecta principalmente nuestros bonos denominados en UF, junto a otros efectos. A igual período de 2022 la pérdida fue de MM$56.230, asociado a una variación de 6,76% en el valor de la UF.

Los Ingresos Financieros registrados a junio de 2023 alcanzaron los MM$29.530. Lo registrado al mismo período de 2022 fue MM$13.528. Esta alza se debe a mayores intereses bancarios ganados en moneda local dado el mayor stock de caja.

Las Diferencias de Cambio a junio de 2023 resultaron en una ganancia de MM$3.666 mientras que al mismo periodo de 2022 el saldo fue una ganancia de MM$363. Las Diferencias de Cambio se mantienen acotadas, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Costos Financieros registrados a junio de 2023 alcanzaron los MM$45.481, aumentando un 27,5% en comparación con igual periodo de 2022 (MM$35.681). El alza se debe principalmente a un mayor pago de intereses en bonos en UF (por el alza de inflación), el efecto del unwind de los CCS y por menores intereses activados por proyectos en ejecución.

Las Otras Ganancias a junio de 2023 fueron una ganancia de MM$13, mientras que en el mismo periodo de 2022 fueron una ganancia de MM$122. Esta diferencia se explica principalmente por regularizaciones de gastos de ejercicios anteriores.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 30 de junio de 2023 fue de MM$36.812, mientras que en igual periodo del año anterior fue de MM$12.627. Este aumento en el gasto por impuesto a las ganancias se explica principalmente por un incremento del resultado antes de impuesto de la compañía en MM$82,182 que incide directamente en un mayor gasto por impuestos.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Junio 2023 MM$	Diciembre 2022 MM$	Variación 2023/2022 MM$	Variación 2023/2022 %
Activos Corrientes	535.004	516.058	18.946	3,7%
Activos No Corrientes	2.895.779	2.939.870	-44.091	-1,5%
Total Activos	**3.430.784**	**3.455.928**	**-25.144**	**-0,7%**
Pasivos Corrientes	212.723	608.146	-395.423	-65,0%
Pasivos No Corrientes	2.117.199	1.841.809	275.390	15,0%
Patrimonio	1.100.862	1.005.973	94.889	9,4%
Total Pasivos y Patrimonio	**3.430.784**	**3.455.928**	**-25.144**	**-0,7%**

La disminución en los Activos entre diciembre de 2022 y junio de 2023 es explicado principalmente por una disminución en los Activos No Corrientes. Esta disminución se debe principalmente a un menor saldo en propiedades, planta y equipos.

La baja en Pasivos y Patrimonio se debe principalmente a una disminución de las cuentas por pagar comerciales, que corresponde principalmente al pago de la reliquidación que la compañía tuvo que hacer debido a la publicación del DS7, compensado por mayores Ganancias Acumuladas. Cabe destacar que en abril la compañía emitió los bonos series V y X en el mercado local por UF7 millones con lo que pagó anticipadamente al vencimiento un bono por US$ 300 millones en el mercado internacional.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Junio 2023 MM$	Diciembre 2022 MM$	Variación 2023/2022 MM$	Variación 2023/2022 %
Terrenos	21.556	21.556	0	0,0%
Construcción y obras de infraestructura	1.281.382	1.281.377	5	0,0%
Obras en curso	390.358	533.291	-142.933	-26,8%
Maquinarias y equipos	809.768	809.716	52	0,0%
Otros activos fijos	6.245	6.176	69	1,1%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	8.465	8.465	0	0,0%
Depreciación	-727.613	-708.824	-18.789	-2,7%
Total	**2.517.774**	**2.639.025**	**-121.251**	**-4,6%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Junio 2023	Diciembre 2022
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 Local Serie V	UF	3,30%	Fija	01-mar-48	3,00	-
Bono Local Serie X	UF	3,20%	Fija	01-mar-34	4,00	-
Bono US @2023	USD	4,63%	Fija	26-jul-23	-	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	SOFR	Flotante	28-may-24	-	-

[1] Línea de Crédito Comprometida por MM US$250: La tasa de interés flotante se descompone en SOFR más un margen. Al 30 de junio de 2023, 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.
Cabe mencionar, que en abril de 2023 la compañía pagó el Bono US @2023 y emitió dos nuevos bonos locales por UF 7 millones.

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Junio 2023 MM$	Junio 2022 MM$	Variación 2023/2022 MM$	Variación 2023/2022 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	72.368	203.230	-130.862	-64,4%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-60.185	-109.308	49.123	44,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-29.160	-18.315	-10.845	-59,2%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**-16.977**	**75.607**	**-92.584**	**N/A**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.485	176	4.309	2455,2%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**-12.492**	**75.783**	**-88.275**	**N/A**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	393.816	234.519	159.297	67,9%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**381.325**	**310.302**	**71.023**	**22,9%**

Al 30 de junio de 2023, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$72.368, el cual disminuyó un 64,4% con relación al mismo periodo de 2022 (MM$203.230). Dicha disminución se debe principalmente al pago que la compañía tuvo que hacer por la reliquidación del DS7.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$60.185. Al 30 de junio de 2022 el flujo utilizado en actividades inversión fue MM$109.308. La disminución se debe a la ganancia obtenida por el *unwind* de los swaps que se llevó a cabo en abril y junio.

A junio de 2023 el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de MM$29.160, en tanto que a junio de 2022 fue de MM$18.315. En ambos casos, se explica principalmente por pago de dividendos.

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 2023 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 MMUS$ 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., China Construction Bank, Barclays Bank y Banco de Sabadell	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	Junio 2023	Diciembre 2022
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,62	0,65
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	31,20	29,36
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bonos Locales Q, V y X, y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	1.125.832	1.030.943
Deuda Neta/Ebitda	Bonos locales V y X, y Línea de Crédito Comprometida	< 7,0x	3,39	3,58

Test	Bonos	Límite	Junio 2023	Diciembre 2022
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	5,16	7,12

[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 2023 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 2023	Diciembre 2022	Variación 2023/2022
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	18,0%	19,0%	-100 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	5,8%	5,5%	30 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	7,9%	7,2%	70 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	198.609	109.095	82,1%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	2,52	0,85	196,5%
Razón ácida	(veces)	2,52	0,85	196,5%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,12	2,44	-13,1%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	9,1%	24,8%	-1570 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	90,9%	75,2%	1570 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	4,41	4,91	-10,2%

[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 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 28% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 40% de las líneas de 220 kV, del 90% 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), 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 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 la ley N°20.936, 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 cuadrienio 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 1º 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 118º 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 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 los cálculos para la fijación de cargo único que corresponda, según establece el artículo 113º 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 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.

El proceso de valorización de tarifas 2020 – 2023 tuvo un retraso superior a 3 años pero el decreto correspondiente se publicó en el diario Oficial el 16 de febrero de 2023. Se espera que las empresas afectas a tarifas reguladas en los sistemas Nacional y Zonal reciban la nueva tarifa a partir del segundo semestre de 2023, 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°199 de fecha 25 de marzo de 2022, que aprueba el Informe Técnico Definitivo con la valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el cuadrienio 2020-2023, que revisó la Contraloría General de la República, y posteriormente el Ministerio de Energía promulgó el Decreto 7T del 2022, 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 marzo de 2022. 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 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que regula el prorrateo 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 son 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 vigencia 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, incendios, 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.
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:

	Junio 2023		Diciembre 2022	
En millones de pesos	**Activo**	**Pasivo**	**Activo**	**Pasivo**
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	596.829	593.632	888.932	889.100
Partidas en Peso chileno	2.830.521	2.833.718	2.560.317	2.560.149

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 2023 ($)	Último día 2023 ($)	Promedio 2022 ($)	Último día 2022 ($)
Enero	826,34	810,37	822,05	810,12
Febrero	798,26	831,24	807,07	805,25
Marzo	809,50	789,32	799,19	787,16
Abril	803,84	801,61	815,12	856,58
Mayo	798,64	803,94	849,39	826,26
Junio	799,87	802,68	857,77	919,97
Promedio del peri	**806,08**	**806,53**	**825,10**	**834,22**

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 *recouponing* (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	Junio 2023 MM$	Junio 2023 %	Junio 2022 MM$	Junio 2022 %
Grupo Enel	74.583	31,8%	65.415	36,5%
Quebrada Blanca TECK	29.901	12,7%	0	0,0%
Grupo CGE	0	0,0%	22.006	12,3%
Grupo Colbún	21.406	9,1%	19.633	11,0%
Grupo AES Gener	19.112	8,1%	23.230	13,0%
Grupo Engie (E-CL)	0	0,0%	16.123	9,0%
SAESA	6.672	2,8%	0	0,0%
Otros	83.147	35,4%	32.815	18,3%
Total	**234.821**		**179.223**	
% Concentración	**61,75%**		**81,69%**	

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. En enero de 2023 se incorporó Barclays Bank y en febrero, Banco de Sabadell. 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 30 de junio de 2023 y al 30 de junio de 2022.

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 2023	73.626	435.099	598.662	711.038	610.507	2.428.932
31 de diciembre de 2022	303.869	402.253	475.411	598.111	230.145	2.009.790

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 2023 y al 30 de junio de 2022 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 2023 ($)	Último día 2023 ($)	Promedio 2022 ($)	Último día 2022 ($)
Enero	35.227,24	35.287,50	31.096,09	31.212,65
Febrero	35.382,14	35.509,68	31.365,30	31.539,20
Marzo	35.579,62	35.575,48	31.669,70	31.727,74
Abril	35.666,65	35.838,55	31.905,76	32.176,49
Mayo	35.969,53	36.032,89	32.453,99	32.679,54
Junio	36.069,31	36.089,48	32.894,82	33.086,83
Promedio del periodo	**35.649,08**	**35.722,26**	**31.897,61**	**32.070,41**

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 10 de julio de 2023, la Junta Extraordinaria de Accionistas acordó la distribución de utilidades retenidas por un monto de MM$201.630 el cual se pagó en agosto de 2023.