Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A. Y FILIAL

Santiago, Chile
30 de junio de 2024

RESUMEN

Al 30 de junio de 2024, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$252.534, presentando un aumento de un 7,5% en relación con el mismo período de 2023 (MM$234.821), principalmente por efectos macroeconómicos, por efecto de valorización de activos no incluidos en el proceso tarifario 2020-2023 y nuevos proyectos en servicio, parcialmente compensado por el efecto contable asociado al registro en el primer trimestre de 2023, bajo criterio IFRS 16, de un contrato de leasing por un proyecto dedicado puesto en operación (efecto de una vez). Para los Estados Financieros de junio de ambos periodos, los ingresos regulados están determinados de acuerdo con el Decreto Supremo 7T (DS7T) publicado el 16 de febrero de 2023.

Al 30 de junio de 2024, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$214.882, un 19,5% superior a igual período de 2023 (MM$179.803), principalmente por los efectos macroeconómicos y regulatorios mencionados anteriormente, con un Margen EBITDA[2] de 85,1%. Para efectos de comparación, al EBITDA al 30 de junio de 2023 se le ha excluido los ingresos que tuvieron efecto de una vez asociado al efecto contable del contrato leasing, de manera que el EBITDA refleje de mejor manera la caja.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a junio de 2024 fue de MM$50.899, que corresponde a un aumento de la pérdida de un 10,3% en comparación al mismo período de 2023 (MM$46.126). Este resultado se debe principalmente a menores ingresos financieros, parcialmente compensado por menor resultado por unidades de reajuste.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 30 de junio de 2024 fue de MM$98.638, y de MM$90.561 en el mismo periodo de 2023.

Durante el primer semestre de 2024, la Compañía ha incorporado el equivalente a ~MMUS$60 de instalaciones, que corresponden a las entradas en operación de ampliaciones en el sistema Zonal y Nacional, una expansión en el sistema Dedicado y dos adquisiciones.

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero – Eventos One-Time. 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:

- En enero, Feller Rate ratificó la clasificación de riesgo local de Transelec S.A. en AA, con perspectivas estables.

- En febrero, se renovó exitosamente la línea de crédito comprometida o *Revolving Credit Facility* (RCF) hasta febrero de 2027. Los términos permanecieron iguales, sólo ajustando el margen.

- En abril, la junta de accionistas aprobó los Estados Financieros de 2023 y la Memoria Integrada 2023.

- En junio, se distribuyeron como dividendo definitivo 2023, MM$54.720, equivalente al 30% de las utilidades netas de 2023.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2024 MM$	Junio 2023 MM$	Variación 2024/2023 MM$	Variación 2024/2023 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**252.534**	**234.821**	**17.713**	**7,5%**
Ventas	246.236	230.237	15.999	6,9%
Servicios a Terceros	6.299	4.584	1.715	37,4%
Costos y Gastos de la Operación	**-67.797**	**-61.321**	**-6.476**	**-10,6%**
Costos de Ventas	-23.074	-19.833	-3.241	-16,3%
Gastos de Administración	-15.369	-14.401	-968	-6,7%
Depreciación y Amortización	-29.354	-27.087	-2.267	-8,4%
Resultado de Explotación	**184.737**	**173.500**	**11.237**	**6,5%**
Ingresos Financieros	9.106	29.530	-20.424	-69,2%
Costos Financieros	-39.104	-45.481	6.377	14,0%
Diferencias de Cambio	929	3.666	-2.737	-74,7%
Resultado por Unidades de Reajuste	-22.000	-33.853	11.853	35,0%
Otras Ganancias (Pérdidas)	170,1	12,5	157	1260,2%
Resultado Fuera de Explotación	**-50.899**	**-46.126**	**-4.773**	**-10,3%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**133.839**	**127.374**	**6.465**	**5,1%**
Impuesto a la Renta	-35.201	-36.812	1.611	4,4%
Utilidad del Período (Ganancias)	**98.638**	**90.561**	**8.077**	**8,9%**
EBITDA[1]	**214.882**	**179.803**	**35.079**	**19,5%**
Margen EBITDA[2]	**85,1%**	**84,0%**		

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

[2] Margen EBITDA= EBITDA /(Ingresos de Actividades Ordinarias– Ingresos One-Time)

a) Resultado de Explotación

Durante el 2024, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$252.534, aumentando un 7,5% respecto al mismo período de 2023 (MM$234.821). El incremento está explicado principalmente por mayores Ingresos por Ventas que a junio de 2024 alcanzaron MM$246.236, superiores en un 6,9% en relación con junio de 2023 (MM$230.237).

En su conjunto, los mayores ingresos se deben principalmente a los efectos macroeconómicos (principalmente asociado a tipo de cambio) y el efecto regulatorio sobre activos no incluidos en el proceso tarifario 2020-2023 (explicado a continuación), parcialmente compensado por un efecto contable generado en 2023 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. Durante marzo 2024, se publicó el Informe Final Interperiodo (primera vez que este proceso se realiza), que homologa al decreto vigente el precio de instalaciones que a la fecha sólo contaban con valor referencial e incluye inventario de los activos antiguos que inicialmente no había sido considerado en las tarifas 2020-2023. Esto considera un efecto retroactivo desde 2020.

Cabe destacar que los estados financieros a junio de 2024 incorporan los ingresos según el DS7T.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 30 de junio de 2024 fue MM$67.797, un 10,6% mayor al compararlo con el mismo período de 2023, donde alcanzaron los MM$61.322. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$23.074, un 16,3% mayores al mismo período de 2023 (MM$19.833). El aumento es explicado por mayores costos de mantenimiento y de personal.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$15.369 a junio de 2024, un 6,7% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2023 (MM$14.401). El aumento es explicado principalmente por mayores costos de personal, parcialmente compensado por menores costos de informática.

La Depreciación y Amortización al 30 de junio de 2024 resultó en MM$29.381, aumentando un 8,5% en relación con el mismo periodo de 2023 (MM$27.087).

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación al cierre de junio de 2024 fue una pérdida de MM$50.899, que corresponde a un aumento de la pérdida de un 10,3% en comparación al mismo período de 2023 (MM$46.126). El aumento se debe principalmente a menores ingresos financieros, parcialmente compensado por menor pérdida de resultado por unidades de reajuste.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$22.000 al 30 de junio de 2024. Esto se debe a una variación de 2,13% en el valor de la UF en 2024, lo cual afecta principalmente nuestros bonos denominados en UF, junto a otros efectos. A igual período de 2023 la pérdida fue de MM$33.853, asociado a una variación de 2,79% en el valor de la UF.

Los Ingresos Financieros registrados a junio de 2024 alcanzaron los MM$9.106. Lo registrado al mismo período de 2023 fue MM$29.530. Esta disminución se debe a menores intereses bancarios ganados en 2024 en moneda local (menor caja y menores tasas).

Las Diferencias de Cambio a junio de 2024 resultaron en una ganancia de MM$929 mientras que al mismo periodo de 2023 el saldo fue una ganancia de MM$3.666. 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 2024 alcanzaron los MM$39.104, disminuyendo un 14,0% en comparación con igual periodo de 2023 (MM$45.481). La baja se debe principalmente a mayores intereses activados por proyectos en ejecución.

Las Otras Ganancias a junio de 2024 fueron una ganancia de MM$170, mientras que en el mismo periodo de 2023 fueron una ganancia de MM$13. Esta diferencia se explica principalmente por venta de equipos y vehículos.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 30 de junio de 2024 fue de MM$35.201, mientras que en igual periodo del año anterior fue de MM$36.812.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Junio 2024 MM$	Diciembre 2023 MM$	Variación 2024/2023 MM$	Variación 2024/2023 %
Activos Corrientes	262.280	304.495	-42.215	-13,9%
Activos No Corrientes	3.240.180	3.075.033	165.147	5,4%
Total Activos	**3.502.460**	**3.379.527**	**122.933**	**3,6%**
Pasivos Corrientes	490.040	213.584	276.456	129,4%
Pasivos No Corrientes	1.982.575	2.231.423	-248.848	-11,2%
Patrimonio	1.029.846	934.521	95.325	10,2%
Total Pasivos y Patrimonio	**3.502.460**	**3.379.527**	**122.933**	**3,6%**

El aumento en los Activos entre junio de 2024 y diciembre de 2023 es explicado principalmente por un aumento en los Activos No Corrientes. Este incremento se debe principalmente a un mayor saldo en otros activos financieros y en propiedades, planta y equipos.

El aumento en Pasivos y Patrimonio se debe principalmente a un aumento en el patrimonio debido al incremento de las ganancias acumuladas. El aumento de otros pasivos financieros corrientes se debe principalmente a la reclasificación del vencimiento de un bono por US$ 375 millones en el mercado internacional en enero de 2025.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Junio 2024 MM$	Diciembre 2023 MM$	Variación 2024/2023 MM$	Variación 2024/2023 %
Terrenos	21.769	21.769	0	0,0%
Construcción y obras de infraestructura	1.342.572	1.315.531	27.041	2,1%
Obras en curso	473.707	419.194	54.513	13,0%
Maquinarias y equipos	933.662	882.531	51.131	5,8%
Otros activos fijos	6.756	6.396	360	5,6%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	19.784	8.667	11.117	128,3%
Depreciación	-785.478	-757.988	-27.490	-3,6%
Total	**2.012.772**	**1.896.101**	**116.671**	**6,2%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Junio 2024	Diciembre 2023
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	3,00
Bono Local Serie X	UF	3,20%	Fija	01-mar-34	4,00	4,00
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	08-feb-27	-	-

[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 2024, la Compañía no mantenía montos girados por esta línea. Esta Línea se renegoció por 3 años en febrero 2024.

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.

En febrero de 2024, la compañía renovó la línea de crédito comprometida con vencimiento en febrero 2027.

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Junio 2024 MM$	Junio 2023 MM$	Variación 2024/2023 MM$	Variación 2024/2023 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	110.352	72.368	37.984	52,5%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-165.517	-130.783	-34.734	-26,6%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-55.670	41.438	-97.108	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**-110.835**	**-16.977**	**-93.858**	**-552,9%**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-1.297	4.485	-5.782	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**-112.132**	**-12.492**	**-99.640**	**-797,7%**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	178.336	393.816	-215.480	-54,7%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**66.204**	**381.325**	**-315.121**	**-82,6%**

Al 30 de junio de 2024, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$110.352, el cual aumento un 52,5% con relación al mismo periodo de 2023 (MM$72.368). Dicho aumento se debe principalmente a mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$165.517. Al 30 de junio de 2023 el flujo utilizado en actividades de inversión fue MM$130.783. El aumento se debe a mayores compras de propiedades, plantas y equipos, y flujos que se requirieron para la compra de 2 subsidiarias (GEA Transmisora SpA y Ana María S.A.).

A junio de 2024 el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de MM$55.670, en tanto que a junio de 2023 fue un ingreso de caja de MM$41.438. La diferencia se explica principalmente por cobros procedentes de swaps que se obtuvieron en 2023.

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 2024 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito rotativa (Revolving Credit Facility) por un monto de MMUS$ 250 (esta línea comprometida se renovó por 3 años, en febrero 2024).

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd, Bank of China Ltd, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., Bank of America	US$250.000.000	08-feb-2027	Capital de trabajo

4. INDICADORES

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

Covenants	Contrato	Límite	Junio 2024	Diciembre 2023
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,65	0,67
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	28,07	26,08
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bonos Locales Q, V y X, y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	1.054.816	959.491
Deuda Neta/Ebitda*	Bonos locales V y X, y Línea de Crédito Comprometida	< 7,0x	4,42	4,21

Test	Bonos	Límite	Junio 2024	Diciembre 2023
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,94	4,20

[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 2024 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.

* 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.

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

ÍNDICES		Junio 2024	Diciembre 2023	Variación 2024/2023
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	9,4%	22,6%	-1320 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	2,8%	6,2%	-340 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	4,8%	11,1%	-630 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	97.252	211.003	-53,9%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	0,54	1,43	-62,2%
Razón ácida	(veces)	0,54	1,43	-62,2%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,40	2,62	-8,4%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	19,8%	8,7%	1110 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	29,0%	28,0%	100 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	5,50	4,48	22,8%

[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 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:

En millones de pesos	Junio 2024		Diciembre 2023	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	703.202	705.859	653.646	654.736
Partidas en Peso chileno	2.794.873	2.792.216	2.724.361	2.723.271

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 2024 ($)	Último día 2024 ($)	Promedio 2023 ($)	Último día 2023 ($)
Enero	907,99	932,66	826,34	810,37
Febrero	963,44	980,19	798,26	831,24
Marzo	967,93	982,38	809,50	789,32
Abril	960,14	943,62	803,84	801,61
Mayo	917,88	917,98	798,64	803,94
Junio	926,08	951,02	799,87	802,68
Promedio del periodo	**940,58**	**951,31**	**806,08**	**806,53**

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 2024 MM$	Junio 2024 %	Junio 2023 MM$	Junio 2023 %
Grupo Enel	77.436	30,7%	74.583	31,8%
Quebrada Blanca TECK	15.620	6,2%	29.901	12,7%
Grupo CGE	29.186	11,6%	0	0,0%
Grupo Colbún	16.869	6,7%	21.406	9,1%
Grupo AES Gener	19.824	7,9%	19.112	8,1%
Grupo Engie (E-CL)	17.269	6,8%	0	0,0%
Otros	76.332	30,2%	89.819	38,2%
Total	**252.534**		**234.821**	
% Concentración	**69,77%**		**61,75%**	

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 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

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 2024	434.016	129.676	935.416	536.331	505.374	2.540.812
31 de diciembre de 2023	76.547	467.534	592.662	734.014	603.907	2.474.664

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 2024 y al 30 de junio de 2023 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 2024 ($)	Último día 2024 ($)	Promedio 2023 ($)	Último día 2023 ($)
Enero	36.805,73	36.733,04	35.227,24	35.287,50
Febrero	36.750,98	36.856,50	35.382,14	35.509,68
Marzo	36.984,32	37.093,52	35.579,62	35.575,48
Abril	37.187,51	37.261,98	35.666,65	35.838,55
Mayo	37.349,91	37.438,91	35.969,53	36.032,89
Junio	37.514,77	37.571,86	36.069,31	36.089,48
Promedio del periodo	**37.098,87**	**37.159,30**	**35.649,08**	**35.722,26**

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.