Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A Y FILIAL

Santiago, Chile
30 de junio de 2021

RESUMEN

Al 30 de junio de 2021, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$158.924, presentando una disminución de un 7,2% en relación al mismo período de 2020 (MM$171.187). Dicha baja se explica principalmente por efectos macroeconómicos lo que es parcialmente compensado por nuevos ingresos asociados a nuevas instalaciones. A junio del 2021 y junio del 2020 se realizó una provisión de menor ingreso asociada al efecto estimativo que tendría la entrada en vigencia del nuevo estudio de valorización de instalaciones de transmisión 2020-2023 (que se encuentra actualmente siendo elaborado por la Comisión Nacional de Energía y que se espera se emita a inicios del 2022, pero que se aplica sobre los ingresos de la Compañía a partir del 1 de enero del año 2020).

Al 30 de junio de 2021, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$132.437, un 7,5% menor a igual período de 2020 (MM$143.232), con un Margen EBITDA[2] de 83,3%. La disminución en EBITDA se debe principalmente a la caída en ingresos que se explicó anteriormente.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a junio de 2021 fue de MM$46.383, que corresponde a un alza de un 12,1% en comparación al mismo período de 2020 (MM$41.367). El alza se debe principalmente a mayores pérdidas por Unidades de Reajuste y menores Ingresos Financieros, compensado parcialmente por menores Costos Financieros.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 30 de junio de 2021 fue de MM$42.188, registrando una baja de 21,3% en relación con el mismo periodo del año 2020, en el cual se registró una utilidad por MM$53.637.

Durante el año 2021, la Compañía ha incorporado el equivalente a MM US$75,7 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de tres expansiones del segmento Dedicado, dos ampliaciones y una expansión del sistema Nacional. Así mismo, en el periodo de 12 meses móviles terminado en junio de 2021 se incorporaron instalaciones por el equivalente a MM US$127,3.

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

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

Hechos relevantes del periodo:

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

- El Estudio de valorización de instalaciones de transmisión para el período 2020-2023, del Sistema Eléctrico Nacional que regula mayoritariamente las tarifas de transmisión en el país, está en proceso de elaboración de acuerdo a lo que prevé la Ley y se espera que sus resultados se publiquen a inicios del año 2022. La aplicación del estudio de valorización de instalaciones de transmisión considera los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020 lo que implica que, en el intertanto, se aplica el resultado de los estudios tarifarios anteriores hasta la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, cuyos efectos son recogidos en la fijación de cargo único correspondiente. Al cierre de los presentes Estados Financieros, la Compañía continúa reconociendo y percibiendo ingresos de acuerdo los estudios tarifarios anteriores (DS23T y DS6T) a la espera de la publicación y entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario. Debido a todo lo anterior, la Compañía ha realizado una estimación del impacto que tendría la entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario en los ingresos correspondientes al año 2021 y 2020, considerando la mejor información que está disponible a la fecha, y ha procedido a realizar una provisión al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020.

- En enero de 2021, la clasificadora de riesgo Fitch Ratings ratificó la clasificación de Transelec en BBB (internacional) y también ratificó la clasificación en AA- (nacional).

- Con fecha 30 de abril de 2021, la Junta Ordinaria de Accionistas acordó la distribución de un dividendo definitivo por los resultados del período 2020 por un monto de MM$28.723 el cual fue pagado en mayo de 2021. Dicho monto corresponde al mínimo legal de acuerdo a la Ley de Sociedades Anónimas (consistente con el 30% de la Utilidad de 2020).

- El 28 de mayo de 2021, Transelec renovó la Línea de Crédito Rotativa mejorando sus condiciones y con un nuevo vencimiento en mayo de 2024.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2021 MM$	Junio 2020 MM$	Variación 2021/2020 MM$	Variación 2021/2020 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**158.924**	**171.187**	**-12.263**	**-7,2%**
Ventas	153.952	163.417	-9.465	-5,8%
Servicios a Terceros	4.973	7.770	-2.797	-36,0%
Costos y Gastos de la Operación	**-54.585**	**-55.859**	**1.274**	**2,3%**
Costos de Ventas	-17.700	-20.228	2.528	12,5%
Gastos de Administración	-10.545	-8.860	-1.685	-19,0%
Depreciación y Amortización	-26.340	-26.772	-432	1,6%
Resultado de Explotación	**104.339**	**115.328**	**-10.989**	**-9,5%**
Ingresos Financieros	4.189	6.471	-2.282	-35,3%
Costos Financieros	-34.769	-38.284	3.515	9,2%
Diferencias de Cambio	180	428	-248	-58,1%
Resultado por Unidades de Reajuste	-17.141	-10.385	-6.756	-65,1%
Otras Ganancias (Pérdidas)	1.159	490	669	136,7%
Resultado Fuera de Explotación	**-46.383**	**-41.280**	**-5.103**	**-12,4%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**57.956**	**74.048**	**-16.092**	**-21,7%**
Impuesto a la Renta	-15.768	-20.324	4.556	22,4%
Utilidad del Período (Ganancias)	**42.188**	**53.724**	**-11.536**	**-21,5%**
EBITDA[1]	**132.437**	**143.232**	**-10.795**	**-7,5%**
Margen EBITDA[2]	**83,3%**	**83,7%**		

[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 los primeros 6 meses del año 2021, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$158.924, disminuyendo un 7,2% respecto al mismo período de 2020 (MM$171.187). la baja está explicada por menores ingresos por Ventas que a junio de 2021 alcanzaron MM$153.952, un 5,8% menor a lo obtenido en el mismo período de 2020 (MM$163.417) y por menores Ingresos por Servicios a Terceros que a junio de 2021 alcanzaron MM$4.973, menores en un 36,0% comparado con 2020 (MM$7.770).

En su conjunto, los menores ingresos son explicados por efectos macroeconómicos (principalmente asociado a tipo de cambio) y menores servicios a terceros, compensado en parte por ingresos nuevos en 2021 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses.

Cabe destacar que la provisión de menores ingresos asociada al efecto que tendría la entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario 2020-2023 (que se encuentra actualmente siendo elaborado y que se espera se emita a inicios del 2022, pero que considera los ingresos de la Compañía a partir del 1 de enero del año 2020) se sigue realizando y no existen efectos entre ambos periodos ya que la provisión está hecha bajo parámetros similares.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 30 de junio de 2021 fue MM$54.585, un 2,3% menores al compararlos con el mismo período de 2020, donde alcanzaron los MM$55.859. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$17.700, un 12,5% menores al mismo período de 2020 (MM$20.228). La disminución es explicada por mayores costos en 2020 asociados a servicios con terceros y una provisión por multa, lo que es compensado parcialmente por un mayor costo de personal en 2021 asociado al pago de un bono por negociación colectiva con uno de los sindicatos de la compañía.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$10.545 a junio de 2021, un 19,0% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2020 (MM$8.860). El aumento es explicado principalmente por mayores costos de asesorías.

La Depreciación y Amortización al 30 de junio de 2021 resultó en MM$26.340, disminuyendo un 1,6% en relación con el mismo periodo de 2020 (MM$26.772).

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación al cierre de junio de 2021 fue una pérdida de MM$46.383, que corresponde a un incremento de un 12,1% en comparación al mismo período de 2020 (MM$41.367). El alza se debe principalmente a mayores pérdidas por Unidades de Reajuste y menores Ingresos Financieros, compensado parcialmente por menores Costos Financieros.

Los Costos Financieros registrados a junio de 2021 alcanzaron los MM$34.769, disminuyendo un 9,4% en comparación con igual periodo de 2020 (MM$38.371). La caída se debe principalmente a un menor pago de intereses en bonos en USD, ya que el tipo de cambio promedio del primer semestre del año 2021 fue un 11,4% menor con relación al mismo periodo del año 2020.

Los Ingresos Financieros registrados a junio de 2021 alcanzaron los MM$4.189, disminuyendo un 35,3% respecto a lo registrado al mismo período de 2020 (MM$6.471). Esta baja se debe principalmente a las menores tasas de colocación que se encuentran vigentes en el mercado financiero.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$17.141 al 30 de junio de 2021. Esto se debe a una variación de 2,20% en el valor de la UF durante el primer semestre de este año, lo cual afecta principalmente nuestros bonos denominados en UF. A igual período de 2020 la pérdida fue de MM$10.385.

Las Diferencias de Cambio a junio de 2021 resultaron en una ganancia de MM$180 mientras que al mismo periodo de 2020 el saldo fue una ganancia de MM$428. Las Diferencias de Cambio se mantienen acotadas, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Las Otras Ganancias a junio de 2021 fueron MM$1.159, mientras que en 2020 fueron de MM$490. En 2021 el saldo se explica principalmente por regularización de partidas históricas y venta de chatarra, mientras que en 2020 el saldo es explicado por regularización de órdenes de compra históricas.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 30 de junio de 2021 fue de MM$15.768, disminuyendo un 22,4% en relación con el mismo período de 2020 (MM$20.324). La baja se debe principalmente a la menor ganancia antes de impuesto.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Junio 2021 MM$	Diciembre 2020 MM$	Variación 2021/2020 MM$	Variación 2021/2020 %
Activos Corrientes	241.333	238.530	2.803	1,2%
Activos No Corrientes	2.594.465	2.505.486	88.979	3,6%
Total Activos	**2.835.798**	**2.744.016**	**91.782**	**3,3%**
Pasivos Corrientes	103.291	124.717	-21.426	-17,2%
Pasivos No Corrientes	1.782.127	1.726.208	55.919	3,2%
Patrimonio	950.380	893.090	57.290	6,4%
Total Pasivos y Patrimonio	**2.835.798**	**2.744.016**	**91.782**	**3,3%**

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

El alza en Pasivos y Patrimonio se debe a un aumento en Pasivos No Corrientes y Patrimonio, compensando parcialmente los Pasivos Corrientes. El alza en Pasivos No Corrientes se debe principalmente a mayores pasivos financieros asociado a la revalorización de la deuda. La disminución de los Pasivos Corrientes se debe principalmente a menores cuentas por pagar. El alza en Patrimonio se debe principalmente a mayores Ganancias acumuladas.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Junio 2021 MM$	Diciembre 2020 MM$	Variación 2021/2020 MM$	Variación 2021/2020 %
Terrenos	20.999	20.999	0	0,0%
Construcción y obras de infraestructura	1.235.897	1.236.282	-385	0,0%
Obras en curso	329.145	252.586	76.559	30,3%
Maquinarias y equipos	779.801	778.738	1.063	0,1%
Otros activos fijos	7.857	5.834	2.023	34,7%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	5.894	7.857	-1.963	-25,0%
Depreciación	-635.160	-610.019	-25.141	-4,1%
Total	**1.744.433**	**1.692.276**	**52.157**	**3,1%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Junio 2021	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Diciembre 2020
Bono Local Serie D	UF	4,25%	Fija	15-dic-27	13,50	13,50
Bono Local Serie H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,00	3,00
Bono Local Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sept-31	1,60	1,60
Bono Local Serie M	UF	4,05%	Fija	15-jun-32	3,40	3,40
Bono Local Serie N	UF	3,95%	Fija	15-dic-38	3,00	3,00
Bono Local Serie Q	UF	3,95%	Fija	15-oct-42	3,10	3,10
Bono US @2023	USD	4,625%	Fija	26-jul-23	300,00	300,00
Bono US @2025	USD	4,25%	Fija	14-ene-25	375,00	375,00
Bono US @2029	USD	3,875%	Fija	12-ene-29	350,00	350,00
Revolving Credit Facility[1]	USD	1,146%	Flotante	28-may-24	-	-

[1] Línea de Crédito Comprometida por MM US$250: La tasa de interés flotante de 1,1458% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,00%. Al 30 de junio de 2021, la Compañía no mantenía montos girados por esta línea.

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

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Junio 2021 MM$	Junio 2020 MM$	Variación 2021/2020 MM$	Variación 2021/2020 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	174.809	41.076	133.733	325,6%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-107.950	-71.119	-36.831	-51,8%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-29.448	39.098	-68.546	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**37.412**	**9.055**	**28.357**	**313,1%**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	639	288	351	121,8%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**38.050**	**9.343**	**28.707**	**307,3%**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	105.840	108.642	-2.802	-2,6%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**143.890**	**117.986**	**25.904**	**22,0%**

Al 30 de junio de 2021, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$174.809, el cual aumento un 325,6% con relación al mismo periodo de 2020 (MM$41.076). Dicho aumento se debe principalmente a que existe un menor pago a proveedores y una mayor recaudación en 2021. Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$107.950. Al 30 de junio de 2020 el flujo utilizado en actividades inversión fue MM$71.119. El alza se debe principalmente a que en el primer semestre de 2020 recibimos flujos asociados a pagos de préstamos a entidades relacionadas.

A junio de 2021 el flujo de efectivo procedente en actividades de financiamiento fue de MM$29.448 lo que se explica principalmente por pago de dividendos. Por otro lado, a junio de 2020, el flujo de efectivo procedente de actividades de financiamiento fue de MM$39.098, lo que explica casi en su totalidad al giro de la línea de crédito comprometida para enfrentar la pandemia con mayor liquidez (la cual fue repagada en diciembre 2020), compensado en parte por pago de dividendos.

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

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 30 de junio de 2021 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito rotativa (Revolving Credit Facility), la cual fue renegociada y extendida durante mayo 2021 por tres años y por un monto de MM US$ 250.

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd, Banco Santander, Bank of China Ltd, Sumitomo Mitsui Banking Corporation y JP Morgan Chase Bank N.A.	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 2021	Diciembre 2020
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,62	0,63
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	32,83	31,58
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	975.350	918.060
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	< 8,0x[4]	5,10	5,02

Test	Bonos	Límite	Junio 2021	Diciembre 2020
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	6,09	4,15

[1] Patrimonio= Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora más la Amortización Acumulada de la Plusvalía. Se deja constancia que la Amortización Acumulada de la Plusvalía entre el 30 de junio de 2006 y el 30 de junio de 2021 asciende a MM$24.970.

[2] Test para poder distribuir pagos restringidos, tales como dividendos.

[3] FNO= Flujo de Efectivo procedente de las actividades de operación, más el valor absoluto de los Costos Financieros, más el valor absoluto del Gasto por Impuesto a las Ganancias.

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

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

ÍNDICES		Junio 2021	Diciembre 2020	Variación 2021/2020
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	13,6%	10,8%	280 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	4,6%	3,5%	110 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	7,4%	5,7%	170 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	84.730	96.266	-12,0%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	2,34	1,91	22,5%
Razón ácida	(veces)	2,33	1,91	22,0%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	1,98	2,07	-4,3%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	5,5%	6,7%	-120 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	94,5%	93,3%	120 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,81	3,63	5,0%

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

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

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

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

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

5. EL MERCADO DE LA TRANSMISIÓN

5.1. La actividad de transmisión y su regulación.

Transelec desarrolla sus actividades en Chile en el mercado eléctrico, en el cual se distinguen principalmente tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación comprende a las empresas que se dedican a la producción de energía eléctrica que posteriormente será usada a lo largo del país por los usuarios finales. El sector de transmisión (único sector en el que participa Transelec) tiene como objetivo básico el transporte de la electricidad desde el lugar de su producción (en las centrales eléctricas), hasta los "puntos de entrada y salida" de las redes de las empresas distribuidoras o de los grandes consumidores finales. Finalmente, el sector de distribución tiene como misión transportar y distribuir la electricidad hasta los centros de consumo donde cada uno de los usuarios finales hará uso de esa electricidad.

El sistema de transmisión de Transelec, se extiende entre la región de Arica y Parinacota, y hasta la región de Los Lagos, incluyendo una participación mayoritaria en líneas y subestaciones de transmisión eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional. Este sistema de transmisión transporta la electricidad que llega a las zonas donde habita el 98,5% de la población de Chile. La compañía es dueña del 35% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 40% de las líneas de 220 kV, del 83% de las líneas de 154 kV y del 10% en el segmento de líneas de 110 kV y 66 kV.

El marco legal que rige el negocio de la transmisión eléctrica en Chile está contenido en el DFL N°4/2006, que fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (DFL Nº 1/1982), 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 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 20.936/2016, la cual introdujo las siguientes modificaciones relevantes:

- Un único Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional independiente de los actores del mercado, en reemplazo de los Centros de Despacho Económico de Carga.
- La redefinición de los sistemas de transmisión calificándolos de Sistema de Transmisión Nacional (antiguamente troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (antiguamente subtransmisión), los Sistemas Dedicados (antiguamente adicional), e incorporara dos nuevos segmentos: Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional.
- 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.

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) interconexiones internacionales, vi) compensaciones por interrupciones de suministro, vii) dictación de Normas Técnicas y Servicios Complementarios, 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.

Respecto, al negocio de Transelec, éste se centra principalmente en la retribución económica por el servicio de transporte que entregan sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de seguridad y calidad de servicio previamente establecidos en la normativa vigente. Transelec tiene el derecho a percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) por sus instalaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal, definidos en los procesos tarifarios o en los Decretos de adjudicación de obras de expansión, según corresponda. En el caso de las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado, Transelec acuerda contratos privados de transporte con los usuarios respectivos, para definir el pago por uso de este tipo de instalaciones.

5.2. Valorización y tarificación de las instalaciones

Los precios asociados a la actividad de transmisión son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años, mediante la realización de estudios licitados internacionalmente, y procesos que contemplan la participación de las empresas del sector, los usuarios e instituciones interesadas y el Panel de Expertos en caso de existir discrepancias.

La valorización de las instalaciones existentes reconoce los costos eficientes de adquisición e instalación de acuerdo a valores de mercado (excepto los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones, en que se reconoce lo efectivamente pagado), los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres períodos tarifarios y una tasa que se determina para cada estudio tarifario y que no puede ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento después de impuestos. Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), compuesto por la suma de los ingresos tarifarios reales y el cargo único asociado al tramo, que dependerá del segmento de transmisión al que pertenezca la instalación, éste último aplicado directamente a los usuarios finales correspondientes.

Durante los años 2014 y 2015 se desarrolló el tercer proceso de fijación tarifaria de las instalaciones troncales para determinar las tarifas y fórmulas de indexación correspondientes al cuadrienio 2016 - 2019, las que fueron fijadas mediante el Decreto 23T del Ministerio de Energía el 3 de febrero del año 2016 y cuya aplicación es retroactiva a partir del 1 de enero del año 2016. Dicha normativa fijó las instalaciones de transmisión troncal y los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), más el VATT de las instalaciones troncales, y las fórmulas de indexación aplicables durante dicho período.

La Ley de Transmisión contempla un nuevo régimen transitorio para el pago por uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, que regirá a partir del 1° de enero de 2019 período que se prolonga transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2034, y durante el cual los pagos por uso por parte de las empresas generadoras, asociado a los contratos de suministro para clientes libres y regulados, y que fueron celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de esta nueva ley, año 2016, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal pero con algunas adecuaciones. Estas adecuaciones, contemplan una disminución progresiva

de los peajes de inyección que pagan los generadores a las empresas transmisoras, en función a una prorrata definida en el artículo 25 Transitorio de la Ley de Transmisión, con el objetivo que estos montos vayan traspasándose gradualmente al cargo único por uso de la transmisión, el que es pagado por los clientes finales del sistema.

Con relación a las instalaciones del sistema de transmisión zonal (antiguamente subtransmisión), con fecha 9 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía en el que se fijan las tarifas de subtransmisión para el período enero 2011 – diciembre 2014. La diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero de 2011 hasta la fecha de publicación de este Decreto fue reliquidadada por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto N°14/2013. Posteriormente, de acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio de la Ley N°20.805/2015 y a lo dispuesto en el Decreto 7T del 22 de abril de 2015, se extendió la vigencia del Decreto N°14/2013 que fija las tarifas de instalaciones subtransmisión y del Decreto Exento N°121/2010 que fija la calificación de instalaciones de subtransmisión, hasta el 31 de diciembre de 2015.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo undécimo transitorio de la reciente Ley de Transmisión, durante el período que medió entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017, siguió vigente el Decreto N°14/2013 y las tarifas de subtransmisión que en él se fijaron, excluyéndose el pago que corresponde a las empresas generadoras. El Ministerio de Energía el 27 de mayo de 2017 publicó el Decreto 1T donde definió los ajustes al Decreto N°14/2013 para implementar la exención de pago de las centrales generadoras y hacerla consistente con la aplicación del Decreto 23T. Dado lo anterior, los ingresos de subtransmisión que se percibieron desde el 1° de enero de 2016 hasta la publicación del Decreto fueron reliquidados por el Coordinador conforme las disposiciones señalas en dicho Decreto.

Por otro lado, conforme a lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley de Transmisión, durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto N°14/2013 o Decreto 1T se dio continuidad y término al proceso de fijación de las nuevas tarifas de subtransmisión las que tendrán vigencia desde el 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019. Así, el 19 de Julio de 2018, la CNE publicó la Resolución Exenta N°531 que reemplaza el informe técnico que define el VATT de los Sistemas de Transmisión Zonales y la proporción de uso de la transmisión dedicada de los usuarios sujetos a regulación de precios el bienio 2018-2019, aprobado mediante la Resolución Exenta CNE N°414 del 31 de julio de 2017, de acuerdo a lo dispuesto por la nueva Ley de Transmisión. Este informe técnico sirvió de base para la dictación del Decreto 6T, publicado en el diario oficial el 5 de octubre de 2018, que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

A través de la Resolución Exenta N° 815 del 26 de diciembre de 2019, la CNE estableció que, a partir de enero de 2020 y hasta el momento en que se publiquen los valores definitivos que se establezcan en el decreto de valorización de las instalaciones de transmisión Nacional y Zonal correspondiente al cuatrienio 2020-2023, la 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 relevante de los cargos, entre otras razones, por la disminución de la tasa de descuento calculada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 118º de la 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 las reliquidaciones que establece el artículo 113º de la Ley y, por tanto, las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión percibirán la remuneración (VATT) de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 114º de la misma, de manera de asegurar que las empresas transmisoras perciban valor anual de la transmisión por tramo (VATT) que constituye el total de su remuneración.

El proceso de valorización de tarifas 2020 – 2023 tiene a la fecha un retraso de aproximadamente 24 meses y se espera que el decreto correspondiente sea publicado en el diario Oficial no antes de marzo 2022. Las empresas afectas a tarifas reguladas en los sistemas Nacional y Zonal, recibirán la nueva tarifa a partir del semestre siguiente del momento en que se publique el decreto que la sanciona, y en ese momento, se calculará el monto a redistribuir entre las empresas transmisoras (a favor o en contra), de las diferencias entre la tarifa actualmente en vigencia y la nueva tarifa 2020-2023 que hubiera tenido que estar publicada a inicios del año pasado, de acuerdo a los procedimientos que aplica el Coordinador Eléctrico Nacional.

Si bien la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°95 de fecha 6 de abril de 2021 con la estimación preliminar de la valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el cuadrienio 2020-2023, este informe no fue considerado para determinar el impacto del proceso de revisión tarifaria, dado que dicho informe tiene el carácter de preliminar, quedando pendiente un proceso de observaciones de las empresas, usuarios e instituciones interesadas, la emisión del informe técnico final, las eventuales discrepancias que presenten las empresas, usuarios e instituciones interesadas al Honorable Panel de Expertos Eléctrico, la emisión del informe técnico definitivo que incorpore los dictámenes de dicho Panel y la revisión de la Contraloría General de la República.

Finalmente, frente al estado de catástrofe debido al COVID19, el día 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, las que no podrán 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 día 5 de enero de 2021, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.301, mediante el cual se prorrogan los efectos de la Ley N°21.249, aumentando el alcance para la suspensión de pago de los servicios básicos afectos desde 90 días de su publicación a 270 días y extendiendo los meses de prorrateo para el pago de deudas de 12 meses a 36 meses.

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

En el caso del sector eléctrico, esta ley afecta directamente a las empresas distribuidoras con costos financieros debido a la postergación de pagos, sin embargo, en la práctica podría afectar la cadena de pago con el resto de los agentes del sector: empresas generadoras y empresas transmisoras.

6. FACTORES DE RIESGO

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, Transelec no está expuesta a riesgos significativos al desarrollar su negocio principal.

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

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

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

6.1. Marco Regulatorio

Las tarifas de transmisión eléctrica están fijadas por ley 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 a las prácticas de la industria incluyendo un ejercicio anual completo de Enterprise Risk Management, no es posible asegurar que las acciones preventivas y mitigaciones implementadas

(gestión de activos, manejos de franja de seguridad, pólizas de seguros, etc.) serán suficientes para cubrir ciertos riesgos operativos, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos.

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

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

6.4. Demoras en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión

El éxito del programa de ampliaciones y nuevas obras de la red de transmisión dependerá de numerosos factores, incluyendo costo y disponibilidad de financiamiento. Aunque Transelec posee experiencia en proyectos de construcción de gran escala, la construcción de nuevas instalaciones podría verse negativamente afectada por factores que comúnmente están asociados con los proyectos, incluyendo demoras en la obtención de las autorizaciones reglamentarias como las concesiones eléctricas; escasez de equipos, materiales o mano de obra, o cambios en sus precios; condiciones climáticas adversas; catástrofes naturales y circunstancias y dificultades imprevistas en la obtención de financiamiento en condiciones y tasas razonables. Cualquiera de los factores antes mencionados podría causar demoras en la conclusión parcial o total del programa de inversión de capital, como también aumentar los costos para los proyectos contemplados.

6.5. Cambios Tecnológicos

Tal como se señaló anteriormente, la remuneración de las inversiones que Transelec realiza en instalaciones de transmisión eléctrica se obtiene a través de una anualidad de la valorización de las instalaciones existentes (AVI), a nivel de precios de mercado, los que son periódicamente recalculados de acuerdo al proceso establecido en la norma vigente. Si hubiese importantes avances tecnológicos en los equipos que conforman las instalaciones de Transelec, dicha valorización podría verse disminuida, lo que, a la vez, impediría recuperar de manera total las inversiones realizadas.

6.6. Riesgo de Tipo de Cambio

Transelec tiene como moneda funcional el peso chileno, por lo que la exposición al riesgo de diferencia de cambio tiene los siguientes orígenes:

- Transacciones en dólares (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.
- Pasivos (cuentas por pagar) en dólares, asociado a bonos emitidos en Estados Unidos
- Activos (cuentas por cobrar) en dólares, asociado a préstamos intercompañía.
- Contratos cross currency swap que compensan los riesgos de tipo de cambio de las emisiones internacionales.

La exposición al riesgo de tipo de cambio es gestionada a través de una política aprobada que contempla cubrir totalmente la exposición neta de balance, la que se realiza a través de diversos instrumentos tales como: posiciones en dólares, contratos forward y cross currency swaps.

Los importes de activos y pasivos denominados en dólares y en pesos chilenos, en los períodos indicados a continuación, son los siguientes:

En millones de pesos	Junio 2021		Diciembre 2020	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	770.271	760.924	733.240	729.075
Partidas en Peso chileno	2.028.364	2.037.711	2.002.910	2.007.075

A continuación se muestran los tipos de cambio (Dólar Observado) en pesos chilenos por dólar de los Estados Unidos, en los periodos indicados.

MES	Promedio 2021 ($)	Último día 2021 ($)	Promedio 2020 ($)	Último día 2020 ($)
Enero	723,56	734,62	772,65	799,11
Febrero	722,63	719,91	796,38	818,32
Marzo	726,37	721,82	839,38	852,03
Abril	707,85	711,06	853,38	837,92
Mayo	712,26	722,11	821,81	806,32
Junio	726,54	727,76	793,72	821,23
Promedio del periodo	**719,87**	**722,88**	**812,89**	**822,49**

Los ingresos que tiene derecho a percibir Transelec por sus instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión nacional y zonal (VATT) y por las instalaciones de los sistemas dedicados (contratos de peajes), son indexados con el fin de mantener sus valores reales durante el período de vigencia de estas tarifas o peajes. Estos ingresos son expresados conforme a su valor base, en dólares, y se actualizan conforme a componentes cuya variación de costo en el tiempo se correlacione con indicadores económicos nacionales o internacionales, considerando la disponibilidad y estabilidad de la fuente que lo emite.

6.7. Riesgo de Crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad de transmisión de electricidad, este riesgo es históricamente muy limitado en la industria dado la naturaleza del estable marco regulatorio, y del negocio de los clientes de la Compañía, lo cuales además poseen excelente calidad crediticia; y el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual hace que no se acumulen montos significativos.

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

INGRESOS	Junio 2021 MM$	Junio 2021 %	Junio 2020 MM$	Junio 2020 %
Grupo Enel	53.590	33,7%	47.662	27,8%
Grupo AES Gener	31.258	19,7%	19.261	11,3%
Grupo CGE	25.984	16,4%	25.286	14,8%
Grupo Colbún	20.326	12,8%	13.498	7,9%
Grupo Engie	14.374	9,0%	11.107	6,5%
Otros	13.391	8,4%	54.373	31,8%
Total	**158.924**		**171.187**	
% Concentración	**91,57%**		**68,24%**	

Los peajes e ingresos tarifarios que estas empresas deben pagar por el uso del sistema de transmisión generarán gran parte del flujo de caja futuro de Transelec, y un cambio sustancial en sus bienes, condición financiera y/o resultados operacionales podría afectar negativamente a la Compañía. Este riesgo es compensado por el buen nivel crediticio de estos clientes, junto a la modalidad de remuneración tipo “take or pay” (pago por capacidad instalada) de los ingresos de transmisión de Transelec.

Respecto al riesgo crediticio asociado a los activos financieros de la Compañía distintos a cuentas por cobrar (depósitos a plazo, fondos mutuos de renta fija, pactos, posición activa de derivados), la política de Tesorería establece límites a la exposición a una institución en particular, límite que depende de la clasificación de riesgo y capital de cada institución. Adicionalmente, en el caso de inversiones en fondos mutuos, sólo califican aquellos que tienen clasificación de riesgo y son filiales bancarias.

6.8. Riesgo de Liquidez

Riesgo de liquidez es el riesgo que la empresa no pueda satisfacer una demanda de dinero en efectivo o el pago de una deuda al vencimiento. El riesgo de liquidez incluye también el riesgo de no poder liquidar activos en forma oportuna a un precio razonable.

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. 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 2021 y al 31 de diciembre de 2020.

Vencimiento deuda (capital e intereses) MM$	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total
30 de junio de 2021	67.424	365.826	395.973	804.620	477.084	2.110.927
31 de diciembre de 2020	67.424	371.294	402.253	818.114	485.553	2.144.639

6.9. Riesgo de Tasa de Interés

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

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

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

La totalidad de la deuda de la Compañía al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020 fue a tasa fija. Sin embargo, hay que destacar que, en el caso de la deuda indexada a la unidad de fomento, existen potenciales impactos de la variación de la inflación sobre el gasto financiero de la Compañía.

Cuadro Evolutivo valor UF

MES	Promedio 2021 ($)	Último día 2021 ($)	Promedio 2020 ($)	Último día 2020 ($)
Enero	29.085,91	29.123,74	28.324,55	28.338,25
Febrero	29.194,81	29.287,38	28.387,75	28.463,67
Marzo	29.360,08	29.394,77	28.539,73	28.597,46
Abril	29.439,72	29.494,13	28.648,24	28.690,73
Mayo	29.555,98	29.613,26	28.713,19	28.716,52
Junio	29.665,83	29.709,83	28.709,15	28.696,42
Promedio del periodo	**29.383,72**	**29.437,19**	**28.553,77**	**28.583,84**

6.10. Otros Riesgos

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

7. HECHOS POSTERIORES:

Con fecha 3 de agosto de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió el Informe Técnico Final relativo al estudio tarifario para el periodo 2020-2023. El 17 de agosto, la Compañía presentó ante el Panel de Expertos las discrepancias relativas al Informe Técnico final de la CNE. El Panel de Expertos tendrá un plazo de tres meses para evaluar estas discrepancias y emitir su dictamen.

Desde el 30 de junio de 2021, fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados Intermedios, hasta la fecha de emisión, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero – contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios.