

ANÁLISIS RAZONADO CGE TRANSMISIÓN S.A.

Por el período terminado al 30 de junio de 2026

1.- RESUMEN

Los siguientes hechos deben ser considerados para un mejor entendimiento de este análisis razonado:

- El 16 de febrero de 2023 se publicó el Decreto N°7T-2022, del Ministerio de Energía, que fija el Valor Anual de las instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal y de las instalaciones de Transmisión Dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios. Al respecto, el 23 de diciembre de 2025 se publicó la Resolución Exenta N°780-2025, que aprobó el Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos de transmisión del primer semestre de 2026, vigentes desde el 1 de enero de 2026, según los valores contenidos en el Decreto N°7T-2022.
- El 19 de diciembre de 2024 se dio inicio al estudio de valorización de los sistemas de Transmisión Zonal y de los sistemas de Transmisión Dedicada utilizados por clientes sometidos a regulación, mientras que el 12 de marzo de 2025 se dio inicio al estudio de valorización de los sistemas de Transmisión Nacional, en ambos casos para el cuadrenio 2024-2027, los que actualmente siguen en curso.
- El 31 de julio de 2026 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.833, denominada Ley de Protección Tarifaria Eléctrica. En materia de transmisión, dicha ley extiende la vigencia del Decreto N°7T-2022 hasta el 31 de diciembre de 2028, con el objeto de asegurar la continuidad y estabilidad de los procesos tarifarios. Asimismo, establece que los estudios tarifarios en curso para el período 2024-2027 servirán de base para la fijación del Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) del período 2029-2032, considerando los activos existentes al 31 de diciembre de 2026, debiendo la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitir el informe técnico preliminar a más tardar el 30 de septiembre de 2027.
- Al 30 de junio de 2026, el EBITDA consolidado de CGE Transmisión S.A. fue de MM\$66.128, registrando además una ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de MM\$21.480. La disminución del EBITDA de MM\$6.214 con respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por menores ingresos asociados a obras financiadas por terceros en el negocio de transmisión, que representan el principal efecto de la variación consolidada, siendo parcialmente compensado por un mayor margen de energía.
- Las inversiones consolidadas de la Compañía durante el período ascendieron a MM\$27.732, focalizadas principalmente en crecimiento orgánico de Transmisión Zonal mediante obras de ampliación que forman parte de los Planes de Expansión Anual de la Transmisión determinados por la CNE, así como en el mantenimiento y modernización de instalaciones existentes para cumplimiento de la norma técnica del sector.

2.- RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

EBITDA individual por compañía

CGE Transmisión individual

Estado de Resultados (MM\$)	CGE Transmisión		Var. jun.-26/jun.-25	
	jun/26	jun/25	MM\$	%
Margen de Energía	95.566	94.827	740	0,8%
Margen de Otros Negocios	316	345	(29)	-8,3%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(32.812)	(26.360)	(6.452)	-24,5%
EBITDA	63.070	68.811	(5.741)	-8,3%
Depreciación y Amortizaciones	(16.768)	(15.760)	(1.008)	-6,4%
Resultado de Explotación	46.302	53.051	(6.749)	-12,7%

El EBITDA de CGE Transmisión individual registró una disminución de MM\$5.741, explicada principalmente por los siguientes factores:

- Los costos operacionales y otros ingresos/egresos presentaron un efecto negativo por MM\$6.452, lo que se relaciona principalmente con un menor ingreso por obras financiadas por terceros por MM\$5.448 derivados de menores ingresos por traslados de redes. Por otro lado, la compañía durante el período registró menores ingresos derivados de multas a contratistas por MM\$521 y mayores gastos operacionales por MM\$395, los que se relacionan principalmente con servicios de iniciativas estratégicas y estudios tarifarios.
- Una disminución en el margen de otros negocios por MM\$29, la que se explica por menores ingresos derivados de servicios complementarios de transmisión dedicada por MM\$45, compensada parcialmente por menores gastos de otros servicios y obras menores por MM\$17.
- Por otra parte, el margen de energía aumentó en MM\$740, explicado en su mayoría por mayores ingresos en transmisión zonal por MM\$1.259, derivados principalmente de mayores puestas en servicio en el período, los cuales fueron compensados parcialmente por un menor efecto indexación. Este efecto fue atenuado parcialmente por menores ingresos de transmisión dedicada por MM\$520.

CGE Comercializadora

Estado de Resultados (MM\$)	CGE Comercializadora		Var. jun.-26/jun.-25	
	jun/26	jun/25	MM\$	%
Margen de Energía	159	173	(14)	-8,0%
Margen de Otros Negocios	2.901	3.033	(132)	-4,4%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(2.651)	(2.399)	(252)	-10,5%
EBITDA	409	807	(398)	-49,3%
Depreciación y Amortizaciones	(183)	(180)	(3)	-1,5%
Resultado de Explotación	226	627	(401)	-63,9%

El EBITDA de CGE Comercializadora registró una disminución de MM\$398, explicada principalmente por los siguientes factores:

- Los costos operacionales y otros ingresos/egresos presentan un mayor efecto negativo de MM\$252, explicado principalmente por mayores gastos en servicios generales e instalaciones por MM\$123, asociados mayormente a gastos por instalaciones y obras internas. Además, el efecto negativo se explica por mayores gastos relacionados con IVA no recuperable por MM\$98 y mayores gastos operacionales asociados a gestión de materiales y logística por MM\$31.
- Una disminución en el margen de otros negocios por MM\$132, debido principalmente a un menor margen de construcción y obras a terceros por MM\$166. Lo anterior fue compensado parcialmente por un mayor ingreso por arriendo de equipos por MM\$25 y mayores ingresos por intereses moratorios de MM\$9.
- Una disminución del margen de energía por MM\$14, explicada por una menor venta de energía a clientes libres en el negocio de comercialización de energía.

Tusan

Estado de Resultados (MM\$)	Tusan		Var. jun.-26/jun.-25	
	jun/26	jun/25	MM\$	%
Margen de Energía	—	—	—	—%
Margen de Otros Negocios	5.021	4.881	141	2,9%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(2.373)	(2.156)	(216)	-10,0%
EBITDA	2.649	2.724	(76)	-2,8%
Depreciación y Amortizaciones	(257)	(176)	(81)	-45,8%
Resultado de Explotación	2.392	2.548	(156)	-6,1%

El EBITDA de Tusan registró una disminución de MM\$76, la que se atribuye a los siguientes factores:

- El efecto negativo de los costos operacionales y otros ingresos/egresos por MM\$216, se explica en mayor medida por aumentos de gastos de ventas y marketing por MM\$129, además del aumento de servicios de administración por MM\$88 y contribuciones y patentes comerciales por MM\$6 durante el período. Lo anterior fue compensado parcialmente por menores gastos por seguros por MM\$12.
- Por otra parte, el margen de otros negocios aumentó en MM\$141, relacionado con un mejor desempeño operacional explicado principalmente por mayores ingresos por reparación y mantención en terreno, sumado a mayores ingresos por venta de transformadores.

EBITDA Consolidado

Estado de Resultados (MM\$)	CGE Transmisión + CGE Comercializadora + Tusan		Ajustes de Consolidación		CGE Transmisión Consolidado		Var. jun.-26/jun.-25	
	jun/26	jun/25	jun/26	jun/25	jun/26	jun/25	MM\$	%
Margen de Energía	95.725	95.000	(1.124)	(1.006)	94.601	93.994	607	0,6%
Margen de Otros Negocios	8.238	8.258	—	—	8.238	8.258	(20)	-0,2%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(37.836)	(30.916)	1.124	1.006	(36.712)	(29.910)	(6.801)	-22,7%
EBITDA	66.128	72.342	—	—	66.128	72.342	(6.214)	-8,6%
Depreciación y Amortizaciones	(17.208)	(16.116)	—	—	(17.208)	(16.116)	(1.092)	-6,8%
Resultado de Explotación	48.920	56.226	—	—	48.920	56.226	(7.306)	-13,0%

A nivel consolidado, el EBITDA de CGE Transmisión consolidado disminuyó en MM\$6.214 respecto al mismo período del año anterior, lo que se asocia principalmente a menores ingresos por traslado de redes en el negocio de transmisión y al incremento de gastos operacionales en CGE Transmisión, CGE Comercializadora y Tusan.

Depreciación y Amortización del período

La depreciación y amortización aumentó en MM\$1.092 con respecto al período anterior, la cual se debe en su mayoría a las adiciones al activo fijo durante el período.

Resultado de Explotación

El resultado de explotación de CGE Transmisión consolidado disminuyó en MM\$7.306 con respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por el menor EBITDA registrado en el período, además del incremento de la depreciación y amortización, ambos mencionados anteriormente.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	jun.-26	jun.-25	Var. jun.-26/jun.-25	
			MM\$	%
Ingresos de Operación	130.205	134.641	(4.435)	-3,3%
Costos de Operación	(64.078)	(62.299)	(1.779)	-2,9%
EBITDA	66.128	72.342	(6.214)	-8,6%
Depreciación y Amortizaciones	(17.208)	(16.116)	(1.092)	-6,8%
Resultado de Explotación	48.920	56.226	(7.306)	-13,0%
Gasto Financiero Neto	(16.156)	(16.954)	798	4,7%
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.175)	5.628	(6.803)	-120,9%
Resultado por Unidades de Reajuste	(2.405)	(4.946)	2.541	51,4%
Resultado Fuera de Explotación	(19.735)	(16.272)	(3.464)	-21,3%
Resultado Antes de Impuestos	29.185	39.954	(10.770)	-27,0%
Impuesto a las Ganancias	(7.643)	(10.315)	2.672	25,9%
Ganancia (pérdida)	21.542	29.640	(8.098)	-27,3%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	21.480	29.598	(8.118)	-27,4%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	61	42	20	47,7%

Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora

Al 30 de junio de 2026, la compañía registró una ganancia atribuible a los controladores de MM\$21.480, siendo menor en MM\$8.118 en comparación con lo registrado al 30 de junio de 2025. Esta diferencia se atribuye en gran medida al menor EBITDA de MM\$6.214 mencionado anteriormente y un menor resultado fuera de explotación por MM\$3.464.

Resultado Fuera de la Explotación

En relación con resultado fuera de explotación, este presentó una variación negativa de MM\$3.464 con respecto al mismo período del año anterior, y se explica principalmente por:

- La variación negativa por ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera por MM\$6.803 en comparación al cierre de junio de 2025, la cual obedece en su mayoría al alza del tipo de cambio USD/CLP durante el período, con impacto en la deuda con la entidad relacionada State Grid Chile Electricity (SGCE) por MMUSD 100. Durante el mismo período del año anterior, la disminución del tipo de cambio produjo un efecto positivo de diferencias de cambio sobre el estado de resultados.
- La variación positiva del resultado por unidades de reajuste por MM\$2.541, explicada principalmente por la menor deuda bancaria denominada en UF, siendo atenuada parcialmente por el mayor incremento de la UF con respecto al mismo período del año anterior.
- La disminución del gasto financiero neto por MM\$798, se atribuye principalmente a mayores ingresos netos por tesorería centralizada por MM\$1.114, relacionados con los saldos del mismo concepto que mantiene la Sociedad con su relacionada CGE S.A. Lo anterior, sumado a menores gastos por intereses por préstamos con empresas relacionadas por MM\$565, asociados en su mayoría a una menor tasa de interés de la deuda intercompañía de MUSD100 con la matriz SGCE. Estos efectos fueron compensados en forma parcial por mayores gastos financieros por MM\$913, producto de una mayor deuda financiera.

Impuesto a las Ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias disminuyó en MM\$2.672, explicado principalmente por el menor resultado antes de impuestos y compensado parcialmente por menores efectos tributarios por gastos de ejercicios anteriores y multas fiscales en comparación al mismo período del año anterior.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	jun.-26	dic.-25	Var. jun.-26/dic.-25	
			MM\$	%
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	212.285	1.682	210.603	—%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	67.633	55.404	12.229	22,1%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	16.307	38.923	(22.616)	-58,1%
Otros activos corrientes	17.067	15.746	1.322	8,4%
Total Activos Corrientes	313.292	111.755	201.538	180,3%
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	17	16	0	—%
Plusvalía	61.388	61.388	0	—%
Propiedades Plantas y Equipos	889.680	878.184	11.496	1,3%
Otros Activos no Corrientes	268.590	265.812	2.778	1,0%
Total Activos No Corrientes	1.219.674	1.205.400	14.274	1,2%
Total Activos	1.532.967	1.317.155	215.812	16,4%

Al 30 de junio de 2026, el total de activos presentó un aumento de MM\$215.812 con respecto a diciembre de 2025, producto principalmente de las siguientes variaciones:

- El activo corriente experimentó una variación positiva de MM\$201.538, explicada principalmente por el aumento de efectivo y equivalente al efectivo por MM\$210.603 producto en gran medida de la emisión de bonos corporativos por un total de 6.000.000 UF durante junio de 2026. A lo anterior se suma un mayor saldo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$12.229, asociado en su mayoría al mayor saldo de provisiones de ingresos de transmisión regulada y no regulada. A ello se suma el incremento de otros activos corrientes por MM\$1.322, atribuido mayormente al incremento de inventarios corrientes por la adquisición de materias primas destinadas a la producción de transformadores en la filial Tusan. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la disminución de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por MM\$22.616, asociada principalmente a menores saldos por cobrar derivados del saldo de tesorería centralizada y de servicios prestados a la entidad relacionada CGE S.A.
- El activo no corriente presentó una variación positiva de MM\$14.274, explicada principalmente por el aumento de propiedades, plantas y equipo, lo que se debe principalmente a las adiciones de activo fijo, siendo compensada en forma parcial por la depreciación del período. A los efectos anteriores, se suma el aumento de otros activos no corrientes por MM\$2.778, lo que se asocia en gran medida a otros activos financieros de mayor valor producto de derivados de cobertura de deuda financiera en moneda extranjera.

Pasivos y Patrimonio

Pasivos	jun.-26	dic.-25	Var. jun.-26/dic.-25	
			MM\$	%
Pasivos Corrientes				
Otros Pasivos Financieros	365.003	431.378	(66.375)	-15,4%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	35.746	42.672	(6.926)	-16,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	95.740	21.344	74.396	348,6%
Otras provisiones a corto plazo.	9.041	6.789	2.252	33,2%
Otros pasivos no financieros	3.755	7.002	(3.247)	-46,4%
Total Pasivo Corriente	509.286	509.186	100	—%
Pasivos No Corrientes				
Pasivos financieros	463.472	182.063	281.409	154,6%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	0	91.118	(91.118)	—%
Pasivos por impuestos diferidos	76.735	74.666	2.069	2,8%
Otros pasivos no financieros	3.709	3.684	25	0,7%
Total Pasivo No Corriente	543.917	351.532	192.385	54,7%
Total Pasivos	1.053.203	860.717	192.486	22,4%
Participaciones no Controladoras	831	786	45	5,7%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	478.933	455.652	23.281	5,1%
Patrimonio	479.764	456.438	23.326	5,1%
Total Pasivos y Patrimonio	1.532.967	1.317.155	215.812	16,4%

El total de pasivos y patrimonio registró un aumento de MM\$215.812 con respecto a diciembre de 2025, principalmente debido a las siguientes variaciones:

- El leve aumento de los pasivos corrientes por MM\$100 se debe mayormente al incremento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por MM\$74.396, asociado en gran medida al traspaso del largo al corto plazo de la deuda por MMUSD 100 contraída con la matriz SGCE, compensado parcialmente por un menor saldo de dividendos por pagar con dicha entidad. Todo lo anterior se compensó parcialmente por la disminución de pasivos financieros por MM\$66.375, lo que se atribuye mayormente al refinanciamiento de créditos bancarios del corto al largo plazo, además del pago de créditos bancarios como consecuencia de la emisión de bonos corporativos por 6.000.000 UF durante junio de 2026. También se observó la reducción de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$6.926, relacionada principalmente con menores obligaciones con proveedores no energéticos.
- Por otro lado, el total de pasivos no corrientes aumentó en MM\$192.385, explicado principalmente por el aumento de pasivos financieros por MM\$281.409, lo que se debe en gran medida a la emisión de bonos corporativos explicada anteriormente, además del refinanciamiento de créditos desde el corto hacia el largo plazo. A lo anterior, se suma el aumento de los pasivos por impuestos diferidos por MM\$2.069, en general como consecuencia de diferencias temporales asociadas a Propiedades, Planta y Equipos. Todos estos efectos fueron parcialmente compensados por la disminución de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por MM\$91.118, producto del traspaso al corto plazo de la deuda por MMUSD 100 contraída con la matriz SGCE.
- El incremento del patrimonio de MM\$23.326 se atribuye principalmente a la utilidad del período.

Indicadores Financieros

Los indicadores financieros más representativos de la Sociedad son los siguientes:

Indicadores		Unidad	jun.-26	dic.-25	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente(1)	Veces	0,62	0,22	180,3%
	Razón Ácida(2)	Veces	0,58	0,19	203,5%
Endeudamiento	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	2,20	1,89	16,4%
	Deuda Financiera Neta(3) / Patrimonio Neto	Veces	1,28	1,34	-4,2%
	Deuda Financiera Neta(3) / EBITDA(5)	Veces	4,30	4,10	4,9%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos(4)	Veces	4,28	4,35	-1,7%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	48,36	59,16	-18,3%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	51,64	40,84	26,4%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	47,84	62,18	-23,1%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	30,83	9,09	239,1%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	11,02	13,36	-17,5%
	EBITDA(5)/Activo Total	%	9,34	11,33	-17,5%
	EBITDA(5)	MM\$	143.215	149.192	-4,0%

(1) Liquidez Corriente = Activos Corrientes / Pasivos Corrientes.

(2) Razón Ácida = (Activos Corrientes – Inventarios) / Pasivos Corrientes.

(3) Deuda Financiera Neta = Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes - Efectivo y equivalentes al efectivo.

(4) Cobertura de Gastos Financieros Netos = EBITDA(5) / (Costos Financieros - Ingresos Financieros), de los últimos 12 meses.

(5) EBITDA anualizado 12 meses móviles, el cual es ajustado por el 50% de la inflación de los últimos 12 meses.

- Se observa un aumento de los indicadores de **Liquidez Corriente y Razón Ácida**, explicado principalmente por el incremento del efectivo y equivalente al efectivo en consecuencia de la emisión de bonos corporativos realizada en junio de 2026.
- En términos de endeudamiento, el indicador **Pasivo Total sobre Patrimonio Neto** aumentó debido al incremento del Pasivo Total por sobre el incremento del Patrimonio Neto. Mientras que el ratio **Deuda Financiera Neta sobre Patrimonio** se redujo debido al mayor aumento del Patrimonio Neto por sobre el leve aumento de Deuda Financiera Neta. En cuanto al ratio de **Cobertura de Gastos Financieros Netos**, se observó una leve disminución, la cual fue impulsada por la disminución del EBITDA del período por sobre una disminución de Gastos Financieros.
- En la **Composición de Pasivos** se observa un menor ratio **Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total** y un aumento del ratio **Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total**, debido principalmente a la emisión de bonos corporativos de largo plazo.
- El ratio de rentabilidad **Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** presenta una disminución, la que se debe principalmente a una menor ganancia atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses por sobre el aumento del Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. El ratio **EBITDA/Activo Total** disminuyó por un menor EBITDA del período y por un aumento del Activo Total.

5.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Flujo de Efectivo	jun.-26	jun.-25	Var. jun.-26/jun.-25	
MM\$			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	43.507	83.882	(40.375)	-48,1%
Flujo originado por actividades de inversión	(10.737)	(48.999)	38.262	78,1%
Flujo originado por actividades de financiamiento	177.898	(37.687)	215.585	572,0%
Flujo neto total del período	210.668	(2.804)	213.472	—%
Saldo inicial de efectivo	1.682	4.952	(3.270)	-66,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(65)	(20)	(44)	-216,6%
Saldo final	212.285	2.128	210.158	—%

Al 30 de junio de 2026, se registró un flujo neto positivo de MM\$210.668, el que representa un aumento de MM\$213.472 respecto al registrado al cierre del mismo período del año anterior, donde se obtuvo un flujo negativo de MM\$2.804.

Las principales explicaciones de las variaciones del período concluido recientemente con respecto al mismo período del año anterior son:

- **Menor flujo originado por actividades de la operación por MM\$40.375:** relacionado principalmente con mayores salidas de flujos de impuestos a las ganancias reembolsados (pagados) por MM\$16.697. Esta variación se debe en gran medida al pago de impuesto a la renta correspondiente al año fiscal 2025, en comparación al mismo período del año anterior, en el cual se recibieron devoluciones de impuesto a la renta relacionadas al año fiscal 2024. Adicionalmente, el menor flujo también se explica por mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MM\$14.603, además de menores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MM\$13.408, ambos asociados a desfases temporales en cargos por transmisión que serán recuperados en periodos futuros. Estos efectos fueron compensados parcialmente por menores otros pagos por actividades de operación por MM\$4.225, los cuales obedecen mayoritariamente a un menor pago de Impuesto al Valor Agregado (IVA) con respecto al mismo período del año anterior.
- **La variación positiva del flujo originado por actividades de inversión por MM\$38.262:** relacionada en gran medida con mayores flujos asociados al saldo de tesorería centralizada por MM\$35.131 que mantiene la Sociedad con su relacionada CGE S.A. y menores compras de Propiedades, Planta y Equipos por MM\$2.656.
- **Mayor flujo originado por actividades de financiamiento por MM\$215.585:** el que obedece principalmente a mayores flujos procedentes de préstamos por MM\$245.028, los que provienen principalmente de la emisión de bonos corporativos por 6.000.000 UF durante junio de 2026. Además, el incremento del flujo de financiamiento se debe a mayores flujos netos de entidades relacionadas por MM\$29.988, relacionados principalmente con el pago del saldo deudor de tesorería centralizada que mantenía la compañía durante el mismo período del año anterior. Todo lo anterior se compensa parcialmente por mayores pagos de préstamos bancarios por MM\$51.545, asociados al pago de deuda bancaria con la emisión de bonos anteriormente descrita, además de mayores pagos de dividendos por MM\$6.710 y mayores pagos de intereses netos por MM\$1.329.

6.- ÁREAS DE NEGOCIOS DE CGE TRANSMISIÓN

CGE Transmisión es una empresa que posee una presencia significativa en el sector de la transmisión de energía eléctrica. En ese sentido, la compañía participa en diversos negocios relacionados a la industria eléctrica a través de las siguientes sociedades:

CGE Transmisión

CGE Transmisión participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica principalmente en el Sistema Eléctrico Zonal, con una infraestructura de transformación y transporte que se extiende desde la Región de Arica y Parinacota por el norte a la Región de Los Ríos por el sur, que sirve a distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes.

CGE Comercializadora

CGE Comercializadora SpA. es una sociedad cuyo negocio principal comprende la comercialización de energía eléctrica, mediante la negociación de condiciones de suministro con distintos generadores del sistema eléctrico chileno, con el objeto de abastecer requerimientos de clientes libres, como también desarrollar su actividad en el negocio de construcción de obras eléctricas a terceros y arrendamientos de equipos.

Tusan

Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria se dedican a la fabricación de transformadores y equipos eléctricos, prestando servicios a empresas eléctricas y a la industria minera. Asimismo, la sociedad desarrolla actividades relacionadas con servicios de inspecciones de pérdidas y laboratorio OLCA (Organismo o Laboratorio de Certificación Autorizado).

7.- ANÁLISIS DE RIESGOS DEL NEGOCIO

Riesgos Financieros

Los negocios del sector de transmisión eléctrica en que participa CGE Transmisión S.A. y subsidiarias corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el ente regulador permite obtener una rentabilidad razonable. Esto último gracias a que los ingresos del transporte de electricidad son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado. Tanto los ingresos como los costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y dólares estadounidense.

Riesgo de Tipo de Cambio y Unidades de Reajuste

En este ámbito, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Durante el período terminado el 30 de junio de 2026, CGE Transmisión y sus subsidiarias mantienen el 9,73% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura (12,76% al 31 de diciembre de 2025).

Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado financiero, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de junio de 2026, el resultado financiero habría disminuido en MM\$805 y en MM\$ 783 para el 31 de diciembre de 2025, mientras que lo contrario habría sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la moneda extranjera, al 30 de junio de 2026, existen derivados de cobertura CNH \$ / CL \$ y US \$ / CL \$ para la deuda financiera, lo que incrementa en un 15,26% el monto total de la deuda financiera en pesos y en un 20,41% al 31 de diciembre de 2025.

Adicionalmente, con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la unidad de reajuste, al 30 de junio de 2026, existen derivados de cobertura UF / CL\$ para la deuda financiera denominada en unidades de fomento, lo que representa un 29,46% del monto total de la deuda financiera. Al 31 de diciembre de 2025, la deuda en UF no contaba con instrumentos de cobertura asociados.

Además, la Sociedad presenta deuda en moneda extranjera con entidades relacionadas producto de un préstamo por parte de State Grid Chile Electricity por MMUSD 100 (MMUSD 101 al 31 de diciembre de 2025). Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del período, habría generado un impacto negativo en MM\$927 al 30 de junio de 2026 y de MM\$916 al 31 de diciembre de 2025 en el resultado financiero de CGE Transmisión y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio. Este efecto se ve compensado por el resultado operacional de la compañía que se encuentra indexado al dólar estadounidense.

Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables. Al 30 de junio de 2026, la deuda financiera de la Compañía se estructura en un 45,46% a tasa variable (capital vigente adeudado) mientras que al 30 de junio de 2025 en un 66,89%.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 100 puntos base superiores a las vigentes sería de MM\$1.876 de mayor gasto por intereses a junio de 2026 y de MM\$2.037 de mayor gasto por intereses a junio de 2025.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

Al 30 de junio de 2026, la deuda financiera de CGE Transmisión a nivel consolidado se ha estructurado en un 56,48% a largo plazo y un 50,81% considerando la deuda con empresas relacionadas (capital vigente adeudado), al 31 de diciembre de 2025 fue de 30,17% y 39,27% respectivamente. Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los negocios en que participa CGE Transmisión. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus filiales. Además, se cuenta con un “Cash Support Agreement” firmado entre CGE Transmisión y su relacionada State Grid International Development (SGID).

Riesgo de crédito deudores comerciales

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial de CGE Transmisión S.A. es muy limitado y está acotado a un número reducido de empresas. Para los ingresos regulados el valor de los pagos mensuales es determinado por un organismo independiente que es el Coordinador Eléctrico Nacional, teniendo estos montos título ejecutivo para el prestador del servicio, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

Riesgos regulatorios

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- Proceso de tarificación de transmisión nacional y zonal correspondiente al quadrienio 2024-2027, el cual ya ha sido iniciado. El 30 de agosto de 2024 la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N° 463-2024, mediante la cual aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, incluyendo los dictámenes del Panel de Expertos respecto de las discrepancias presentadas en contra de dichas bases.

Por otra parte, mediante Resolución Exenta N° 460-2024 del 30 de agosto de 2024, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Técnico Definitivo de calificación de instalaciones de transmisión correspondiente al quadrienio 2024-2027, que considera los dictámenes del Panel de Expertos respecto de las discrepancias presentadas en contra del Informe Técnico Final que aprobó la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante Resolución Exenta N° 163-2024 del 10 de abril de 2024.

Posteriormente, el 19 de diciembre de 2024, con la suscripción del contrato entre la Comisión Nacional de Energía y el consultor Sigla S.A., se dio inicio al “Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Dedicada Utilizadas por Usuarios Sometidos a Regulación de Precios”, el cual fue aprobado por la misma Comisión mediante la Resolución Exenta N° 678-2024 de igual fecha. Asimismo, el 12 de marzo de 2025 se suscribió el contrato entre la Comisión Nacional de Energía y el Consorcio conformado por Getrand SpA. y Cota Consultoría Ltda., dando inicio al “Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional”, aprobado por la misma Comisión mediante la Resolución Exenta N° 110-2025 de la misma fecha.

El 25 de abril de 2025, el consultor Sigla S.A. entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°1 asociado al “Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Dedicada Utilizadas por Usuarios Sometidos a Regulación de Precios”, respecto del cual el Comité de Supervisión y las empresas transmisoras enviaron sus observaciones el 5 de mayo de 2025. Luego de la cesión del contrato, el 2 de febrero de 2026, el nuevo consultor emitió el informe de avance N°2 del Estudio Zonal respecto del cual el Comité de Supervisión y las empresas transmisoras enviaron sus observaciones el 23 de febrero de 2026. El 13 de abril de 2026, el consultor emitió la versión 2 del informe de avance N°2 del Estudio Zonal respecto del cual el Comité de Supervisión y las empresas transmisoras enviaron sus observaciones el 20 de abril de 2026. A la fecha, el consultor se encuentra en revisión de las mencionadas observaciones.

El 25 de junio de 2025, el consorcio conformado por Getrand SpA. y Cota Consultoría Ltda. entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°1 asociado al “Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional”, respecto del cual el Comité de Supervisión y las empresas transmisoras enviaron sus observaciones el 4 de julio de 2025. El 27 de febrero de 2026 el consultor emitió el informe de avance N°2 del Estudio Nacional. El 2 de marzo de 2026, la Comisión Nacional de Energía comunicó que el informe contenía errores, por lo que se le solicitó al consultor emitir una nueva versión a más tardar el 9 de marzo de 2026. El comité Supervisor y las empresas enviaron observaciones a esta nueva versión del informe el 31 de marzo de 2026. A la fecha, el consultor se encuentra en revisión de las mencionadas observaciones.

Cabe destacar que el universo de instalaciones sujetas a valorización en el presente proceso incluye, entre otras, aquellas calificadas como obras de ejecución obligatoria en virtud del artículo N° 13 transitorio de la Ley N° 20.936, así como las instalaciones que transitaban desde el régimen de subtransmisión conforme al artículo N° 12 transitorio de la misma ley. Asimismo, se contempla la valorización de instalaciones incorporadas según lo dispuesto en el artículo N° 52 del Reglamento de Calificación, Valoración, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, correspondiente a obras que entraron en operación en períodos intermedios. Todas estas instalaciones son remuneradas bajo el régimen de obras existentes de transmisión zonal, por lo que sus valores de Valor de Inversión (V.I.), Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.) serán revisados y actualizados en el marco del estudio de valorización del cuatrienio 2024-2027, conforme a lo dispuesto en el artículo N° 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

- El 27 de diciembre de 2024 fue publicada la Ley N° 21.721, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transición energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono-neutralidad.

Entre las materias establecidas en la ley, se puede destacar lo siguiente:

1. Las empresas propietarias de obras de ampliación serán responsables de conducir las licitaciones.
2. Se crea un nuevo proceso de obras urgentes, cuyo valor será determinado mediante un proceso de licitación expedito, de responsabilidad de las empresas propietarias en el caso de obras de ampliación urgentes.
3. Se incluyen disposiciones transitorias que permiten que: a) el propietario y adjudicatario de obras de ampliación soliciten, conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía (CNE) la revisión del valor de inversión de obras adjudicadas con anterioridad a la publicación de la ley; y b) el propietario de obras de ampliación solicite a la (CNE) la revisión del valor de inversión de obras adjudicadas con anterioridad a la publicación de la ley, cuyo contrato se haya terminado de forma anticipada.

Para la implementación de la referida ley, se dispuso la introducción de modificaciones a los reglamentos de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión, y de los sistemas de transmisión, contenidos en los Decretos Supremos N° 10-2019 y N° 37-2019 del Ministerio de Energía. Dichas modificaciones tienen por objeto adecuar dichos cuerpos normativos a las nuevas materias reguladas. A la fecha de cierre del presente informe, los respectivos textos reglamentarios se encuentran en trámite de toma de razón ante la Contraloría General de la República.

- El 25 de junio de 2026 se inició una consulta pública para modificar el Decreto Supremo N° 327 de 1997, que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de adecuarlo a las modificaciones introducidas por la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (Ley 21.770) publicada en 2025, en lo relacionado a los ajustes sobre diversos requisitos y procedimientos asociados a la tramitación de concesiones eléctricas.
- Con fecha 31 de julio de 2026, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.833, denominada Ley de Protección Tarifaria Eléctrica, cuyo objetivo es implementar diversas medidas destinadas a regularizar procesos tarifarios y reducir las incertidumbres regulatorias del sector. En materia de transmisión eléctrica, dicha ley incorpora modificaciones relevantes en las siguientes materias:
 1. Se extiende la vigencia del Decreto 7T-2022 que fija el VATT de las instalaciones de transmisión correspondiente al período 2020-2023, hasta el 31 de diciembre de 2028, con el objeto de asegurar la continuidad y estabilidad de los procesos tarifarios mientras se implementan las nuevas disposiciones contempladas en la ley.
 2. Los estudios tarifarios en curso para el período tarifario VATT 2024-2027 servirán de base para la fijación del VATT de las instalaciones de transmisión nacional y zonal del período 2029-2032, considerando los activos existentes al 31 de diciembre de 2026. Para estos efectos, la CNE deberá emitir el informe técnico preliminar a más tardar el 30 de septiembre de 2027.
 3. Se faculta a la CNE para prorrogar hasta el 31 de diciembre de 2032 la calificación de instalaciones efectuada para el período 2024-2027 mediante la Resolución Exenta N° 460 de 2024.
 4. Se establecen incentivos para que las empresas de transmisión declaren voluntariamente ante la CNE inconsistencias sustanciales entre sus inventarios de instalaciones y la información previamente declarada para procesos tarifarios. Si las inconsistencias declaradas son validadas por el Coordinador, la SEC podrá aplicar las sanciones correspondientes, sin perjuicio de que las instalaciones involucradas permanezcan en el siguiente proceso VATT. En caso contrario, además de las sanciones aplicables, dichas instalaciones serán excluidas del proceso tarifario siguiente y deberán restituirse los montos percibidos en exceso, por hasta cinco períodos tarifarios. Los recursos provenientes de las multas serán destinados al Fondo de Estabilización de Tarifas (FET).
- En el marco de la implementación de esta Ley, la Comisión Nacional de Energía, mediante Oficio Ordinario N.° 756/2026, de fecha 6 de agosto de 2026, comunicó el procedimiento aplicable a la corrección de inventarios prevista en el artículo séptimo transitorio de la Ley N.° 21.833. El oficio instruyó a las empresas propietarias de instalaciones de transmisión a revisar los inventarios contenidos en la base de datos utilizada para la valorización de las instalaciones correspondientes al cuatrienio 2020-2023 y, cuando corresponda, presentar un reporte voluntario de cumplimiento con las correcciones identificadas y las respectivas medidas de remediación. Asimismo, estableció como plazo para la presentación de dichos antecedentes el 31 de diciembre de 2026.

Riesgos ambientales

Dentro de los riesgos ambientales identificados en CGE Transmisión, se considera el incumplimiento de compromisos ambientales establecidos en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos de construcción, modificación o ampliación de líneas y subestaciones, los cuales son fiscalizados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) conforme a la Ley N° 19.300. Este riesgo se evalúa como bajo, dado que la compañía mantiene una gestión ambiental preventiva, con supervisión en terreno, verificación del cumplimiento de medidas ambientales y aplicación de procedimientos internos orientados al control y prevención de impactos, permitiendo que las obras y operaciones se desarrollen dentro del marco normativo vigente, así como la oportuna adopción de acciones correctivas ante eventuales desviaciones detectadas.

Asimismo, se identifican riesgos asociados al manejo, almacenamiento temporal y disposición de residuos no peligrosos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto 594/2000 que aprueba el Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo, particularmente respecto de residuos tales como escombros, postes, cables, chatarra y vegetación proveniente de labores de poda o tala asociadas al despeje y mantenimiento de redes eléctricas.

Del mismo modo, se identifican riesgos asociados al manejo, almacenamiento temporal y disposición de residuos peligrosos, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 148/2004 que aprueba el Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos, particularmente aquellos residuos contaminados con hidrocarburos u otras sustancias contaminantes, que presenten características de peligrosidad conforme a la normativa aplicable.

Este riesgo se evalúa como bajo, puesto que existe una supervisión continua y verificación periódica en terreno, acompañada de controles operacionales efectivos, así como planes y procedimientos permanentes de gestión que fortalecen el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, incluyendo la correcta segregación, almacenamiento temporal, transporte y control documental de los residuos generados.

En este contexto, la compañía refuerza la trazabilidad de los residuos mediante los sistemas sectoriales de Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC) y gestiona su disposición final a través de gestores autorizados con resolución sanitaria vigente, fortaleciendo la correcta gestión de los residuos generados en sus operaciones y los mecanismos de control y seguimiento desde su generación hasta su disposición final.

Por otra parte, se identifican riesgos vinculados a la intervención de especies vegetales protegidas durante las labores de despeje y mantenimiento de las fajas de seguridad de líneas de transmisión eléctrica. Este riesgo es bajo, ya que las intervenciones se ejecutan por personal técnico especializado, en el marco de un plan anual de poda que considera criterios técnicos, ambientales y de seguridad operacional, así como el cumplimiento de la normativa sectorial aplicable.

Adicionalmente, se utilizan herramientas de análisis territorial basadas en información geoespacial oficial, que integran capas ambientales y normativas, tales como áreas protegidas, humedales y sitios prioritarios para la conservación. Estas herramientas permiten evaluar de forma preventiva, en etapas de diseño, ampliación o construcción de proyectos, la eventual interacción con estos componentes ambientales, fortaleciendo la toma de decisiones y la gestión anticipada de riesgos ambientales.

Riesgos cambio climático

En los últimos años, las zonas donde opera CGE Transmisión S.A. y sus subsidiarias han experimentado variaciones climáticas relevantes, como el incremento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, así como la ocurrencia de vientos intensos, lluvias prolongadas, incendios forestales, aluviones y temperaturas extremas, fenómenos asociados a la variabilidad climática que son considerados dentro de la evaluación de riesgos corporativos, los cuales pueden generar impactos sobre la infraestructura eléctrica y la continuidad operacional.

Ante este escenario, la Compañía ha incorporado estos factores climáticos dentro de su planificación operacional, implementando planes de mantenimiento que consideran estas nuevas condiciones, con el objetivo de reducir el impacto de eventos climáticos extremos en la continuidad del suministro eléctrico. Estos planes incluyen inspecciones periódicas de estructuras y mantenimiento preventivo, priorizando activos críticos y zonas con mayor exposición a eventos climáticos. Adicionalmente, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación robustos, capaces de soportar las condiciones climáticas propias de sus zonas de operación, incorporando criterios de resiliencia y confiabilidad operacional.

Respecto a eventos climáticos que pudieran generar daños en los activos y afectar la operación normal de los negocios, estos son abordados mediante una gestión preventiva y de preparación operacional a través de planes de contingencia, orientados a minimizar los tiempos de respuesta y mitigar impactos negativos en la operación y resultados. No obstante, se reconoce que la ocurrencia de este tipo de fenómenos y sus niveles de impacto no pueden predecirse completamente. Sin embargo, a la fecha, las instalaciones de transmisión no han requerido refuerzos adicionales, dado que su diseño y construcción consideran estándares técnicos que permiten soportar las condiciones climáticas propias de las zonas de operación, constituyendo un riesgo inherente asociado a la naturaleza del negocio eléctrico y a las condiciones del entorno, el cual es gestionado mediante medidas preventivas, de monitoreo y preparación operacional.

Finalmente, considerando los efectos del cambio climático y la posibilidad de ocurrencia de eventos inesperados que afecten la disponibilidad de activos como edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como también los riesgos de responsabilidad civil asociados, CGE Transmisión S.A. ha contratado pólizas de seguro con términos y condiciones acordes a los estándares del mercado, como parte de su estrategia de gestión de riesgos orientada a la mitigación de impactos financieros derivados de dichos eventos, enmarcada dentro de un enfoque integral de gestión del riesgo y como mecanismo de protección frente a riesgos residuales asociados a eventos climáticos.

En CGE Transmisión y sus subsidiarias, los riesgos ambientales y climáticos se gestionan mediante la participación integrada de distintas unidades organizacionales, fortaleciendo una coordinación transversal entre las áreas técnicas, operacionales y de gestión. Estas, a través de un enfoque preventivo, proactivo y de mejora continua, se articulan dentro del marco de implementación y mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión (SIG), basado en las normas internacionales ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 9001:2015, ISO 55001:2014, ISO 50001:2018, ISO 22301:2020 e ISO 27001:2023, permitiendo una gestión sistemática y transversal de los riesgos ambientales, operacionales y climáticos.

Este sistema consolida la gestión ambiental corporativa, permitiendo la identificación, evaluación y control sistemático de los riesgos e impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de las obras, instalaciones y activos de transmisión eléctrica, fortaleciendo así el compromiso de la compañía con la sostenibilidad, cumplimiento ambiental y la continuidad y resiliencia del negocio.

Seguros

El rubro de transmisión implica riesgos de diversa naturaleza, ya sea climática, humana u operacional, entre otras. Por esta razón, CGE Transmisión cuenta con un programa de seguros corporativos que se revisa anualmente para asegurar cobertura adecuada y costo eficiente.

La Sociedad dispone de pólizas de Responsabilidad Civil por afectación a terceros y al medioambiente, daño físico a sus instalaciones, ciberseguridad y otros.