

ANÁLISIS RAZONADO CGE TRANSMISIÓN S.A.

Por el periodo terminado al 31 de marzo 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 cuatrienio 2024-2027, los que actualmente siguen en curso.
- Al 31 de marzo de 2026, el EBITDA consolidado de CGE Transmisión S.A. fue de MM\$34.147, registrando además una ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de MM\$11.382. La disminución del EBITDA de MM\$2.494 con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por menores ingresos por traslado de redes en el negocio de transmisión y el incremento de gastos operacionales en CGE Comercializadora.
- Las inversiones consolidadas de la Compañía durante el período aumentaron en MM\$11.973, 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 Comisión Nacional de Energía, así como con el mantenimiento y modernización de instalaciones existentes para cumplimiento de la norma técnica del sector.

2.- RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

Estado de Resultados (MM\$)	CGE Transmisión		CGE Comercializadora		Tusan		Ajustes Consolidación		Total	
	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25
Margen de Energía	47.015	47.202	79	94	0	0	(494)	(316)	46.600	46.980
Margen de Otros Negocios	143	112	2.082	1.356	2.276	2.186	0	0	4.501	3.654
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(15.020)	(12.161)	(1.427)	(1.062)	(1.001)	(1.086)	494	316	(16.953)	(13.993)
EBITDA	32.139	35.154	734	388	1.274	1.099	—	—	34.147	36.641
Depreciación y Amortizaciones	(8.406)	(7.868)	(93)	(90)	(121)	(79)	0	0	(8.621)	(8.038)
Resultado de Explotación	23.733	27.285	641	298	1.153	1.020	—	—	25.526	28.603

EBITDA individual por compañía

El EBITDA de CGE Transmisión individual registró una disminución de MM\$3.015, explicado principalmente por los siguientes factores:

- Una reducción en el margen de energía por MM\$187, asociado en su mayoría a un efecto indexación inferior producto de un menor dólar promedio con respecto al período del año anterior. Este efecto se compensa en forma parcial por mayores puestas en servicio.
- Un aumento en el margen de otros negocios por MM\$31, el que se explica por mayores ingresos derivados de servicios complementarios de transmisión dedicada, además de un mayor margen de servicios y obras menores.
- Por otra parte, los costos operacionales y otros ingresos/egresos presentaron una variación negativa de MM\$2.859, lo que se relaciona principalmente a un menor ingreso por traslado de redes.

El EBITDA de CGE Comercializadora registró un aumento de MM\$346, explicado principalmente por los siguientes factores:

- Una disminución del margen de energía por MM\$15, explicado por una menor venta de energía a clientes libres.
- Un aumento en el margen de otros negocios por MM\$726, debido principalmente por un mayor margen de construcción y obras a terceros y el incremento de arriendo de equipos.
- Por otra parte, los costos operacionales y otros ingresos/egresos presentan una variación negativa de MM\$365, los que obedecen en gran parte a mayores gastos operacionales relacionados a construcción y obras a terceros, y el incremento de gastos asociados a instalaciones, obras internas y servicios generales.

El EBITDA de Tusan registró un aumento de MM\$175, el que se atribuye a los siguientes factores:

- El incremento del margen de otros negocios por MM\$90, relacionado a un mejor desempeño operacional en los servicios de brigadas de control de pérdidas de energía y venta de transformadores.
- La variación positiva de los costos operacionales y otros ingresos/egresos por MM\$85, relacionados en mayor medida a eficiencias de gastos comerciales y gastos operativos durante el período.

EBITDA Consolidado

A nivel consolidado, el EBITDA de CGE Transmisión consolidado disminuyó en MM\$2.494 respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por menores ingresos por traslado de redes en el negocio de transmisión y el incremento de gastos operacionales en CGE Comercializadora, efectos que fueron parcialmente compensados por el mejor desempeño operacional de Tusan y el mayor margen de otros negocios de CGE Comercializadora.

Depreciación y Amortización del período

La depreciación y amortización aumentó en MM\$583 con respecto al periodo anterior, la cual se debe en su mayoría a las adiciones al activo fijo durante el periodo.

Resultado de Explotación

El resultado de explotación de CGE Transmisión consolidado disminuyó en MM\$3.077 con respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por el menor EBITDA registrado en el periodo, además del incremento de la depreciación y amortización, ambos mencionados anteriormente.

3.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	mar.-26	mar.-25	Var. mar.-26/mar.-25	
			MM\$	%
EBITDA	34.147	36.641	(2.494)	-6,8%
Depreciación y Amortizaciones	(8.621)	(8.038)	(583)	-7,3%
Resultado de Explotación	25.526	28.603	(3.077)	-10,8%
Gasto Financiero Neto	(7.837)	(8.402)	565	6,7%
Diferencias de Cambio	(1.673)	6.039	(7.713)	-127,7%
Resultado por Unidades de Reajuste	(261)	(3.138)	2.877	91,7%
Resultado Fuera de Explotación	(9.772)	(5.502)	(4.270)	-77,6%
Resultado Antes de Impuestos	15.755	23.102	(7.347)	-31,8%
Impuesto a las Ganancias	(4.338)	(5.534)	1.196	21,6%
Interés Minoritario	(36)	(10)	(25)	-244,8%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	11.382	17.558	(6.176)	-35,2%

Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora

Al 31 de marzo de 2026, la compañía registró una ganancia atribuible a los controladores de MM\$11.382, siendo menor en MM\$6.176 en comparación a lo registrado al 31 de marzo de 2025. Esta diferencia se atribuye en gran medida al menor resultado fuera de explotación por MM\$4.270, además de un menor EBITDA de MM\$2.494, el cual se mencionó anteriormente.

Resultado Fuera de la Explotación

En relación al resultado fuera de explotación, este presentó una variación negativa de MM\$4.270 con respecto al mismo periodo del año anterior, y se explica principalmente por:

- La variación negativa por diferencias de cambio por MM\$7.713 en comparación al cierre de marzo 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 relacionada State Grid Chile Electricity (SGCE) por MMUSD 100. Durante el mismo periodo 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\$2.877, explicado principalmente por la menor deuda financiera denominada en UF, además del menor impacto de la variación de dicha moneda en los pasivos financieros con respecto al mismo período del año anterior.
- La disminución del gasto financiero neto por MM\$565, la cual se atribuye en su mayoría por mayores ingresos por tesorería centralizada por MM\$733, relacionados a los saldos de cashpooling 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\$373, asociadas en su mayoría a una menor tasa de interés de la deuda intercompañía de MMUSD100 con la matriz SGCE. Estos efectos fueron compensados en forma parcial por mayores gastos bancarios por MM\$366, relacionados en gran medida a una mayor deuda bancaria que el mismo período anterior. El impacto además se compensa por menores gastos financieros activados por MM\$101.

Impuesto a las Ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias disminuyó en MM\$1.196, siendo explicado principalmente por el menor resultado antes de impuestos, siendo compensado en forma parcial por menores efectos tributarios por corrección monetaria en comparación al mismo período del año anterior.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	mar.-26	dic.-25	Var. mar.-26/dic.-25	
			MM\$	%
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	1.243	1.682	(439)	-26,1%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	60.816	55.404	5.412	9,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	37.068	38.923	(1.855)	-4,8%
Otros activos corrientes	18.143	15.746	2.398	15,2%
Total Activos Corrientes	117.270	111.755	5.516	4,9%
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	16	16	0	—%
Plusvalía	61.388	61.388	0	—%
Propiedades Plantas y Equipos	882.028	878.184	3.844	0,4%
Otros Activos no Corrientes	265.544	265.812	(268)	-0,1%
Total Activos No Corrientes	1.208.976	1.205.400	3.576	0,3%
Total Activos	1.326.247	1.317.155	9.092	0,7%

Al 31 de marzo de 2026, el total de activos presentó un aumento de MM\$9.092 con respecto a diciembre de 2025, producto principalmente de las siguientes variaciones:

- El activo corriente experimentó una variación positiva de MM\$5.516, explicada principalmente por el aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$5.412, 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\$2.398, 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\$1.855, asociada principalmente a menores saldos por cobrar derivados del cashpooling y de servicios

prestados a la relacionada CGE S.A. Adicionalmente, el efectivo y equivalentes al efectivo disminuyeron en MM\$439, variación que se explica en el apartado de Análisis del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo.

- El activo no corriente presentó una variación positiva de MM\$3.576, relacionada mayormente al aumento de propiedades, plantas y equipo en MM\$3.844, siendo a su vez explicadas por la adición al activo fijo y siendo compensadas parcialmente por la depreciación del período. Todo lo anterior, se compensa por la reducción de otros activos no corrientes por MM\$268, lo que se asocia en gran medida a menores activos por impuestos diferidos.

Pasivos y Patrimonio

Pasivos	mar.-26	dic.-25	Var. mar.-26/dic.-25	
			MM\$	%
Pasivos Corrientes				
Pasivos Financieros	396.715	431.378	(34.663)	-8,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	34.189	42.672	(8.483)	-19,9%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	114.383	21.344	93.039	435,9%
Otras provisiones a corto plazo.	6.590	6.789	(199)	-2,9%
Otros pasivos no financieros	6.573	7.002	(429)	-6,1%
Total Pasivo Corriente	558.450	509.186	49.265	9,7%
Pasivos No Corrientes				
Pasivos financieros	217.885	182.063	35.821	19,7%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	0	91.118	(91.118)	—%
Pasivos por impuestos diferidos	77.970	74.666	3.305	4,4%
Otros pasivos no financieros	3.796	3.684	112	3,0%
Total Pasivo No Corriente	299.651	351.532	(51.880)	-14,8%
Total Pasivos	858.102	860.717	(2.615)	-0,3%
Participaciones no Controladoras	822	786	36	4,5%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	467.323	455.652	11.671	2,6%
Patrimonio	468.145	456.438	11.707	2,6%
Total Pasivos y Patrimonio	1.326.247	1.317.155	9.092	0,7%

El total de pasivos y patrimonio registró un aumento de MM\$9.092 con respecto a diciembre de 2025, principalmente debido a las siguientes variaciones:

- El aumento de pasivos corrientes por MM\$49.265, explicada principalmente por el incremento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por MM\$93.039, asociada en su mayoría al traspaso del largo al corto plazo de la deuda por MMUSD 100 contraída con la matriz SGCE. Dicho efecto se compensó por la disminución de pasivos financieros por MM\$34.663, lo que se atribuye mayormente al traspaso de dichos pasivos del corto al largo plazo, además de la reducción de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$8.483, relacionada a menores obligaciones con proveedores no energéticos.
- Por otro lado, el total de pasivos no corrientes disminuyó en MM\$51.880, explicada principalmente por el traspaso al corto plazo de la deuda por MMUSD 100 contraída con la matriz SGCE. Lo anterior fue parcialmente compensado por el incremento de pasivos financieros por MM\$35.821, asociado principalmente al traspaso de

obligaciones financieras desde el corto hacia el largo plazo. Por otro lado, los pasivos por impuestos diferidos aumentaron en MM\$3.305, debido mayormente a diferencias temporarias asociadas a propiedades, planta y equipo.

- El incremento del patrimonio de MM\$11.707 se encuentra atribuido principalmente por la utilidad del periodo.

Indicadores Financieros

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

Indicadores		Unidad	mar.-26	dic.-25	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,21	0,22	-4,3%
	Razón Ácida	Veces	0,18	0,19	-5,9%
Endeudamiento	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	1,83	1,89	-2,8%
	Deuda Financiera Neta(1) / Patrimonio Neto	Veces	1,31	1,34	-2,2%
	Deuda Financiera Neta(1) / EBITDA(3)	Veces	4,20	4,10	2,5%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos(2)	Veces	4,33	4,35	-0,6%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	65,08	59,16	10,0%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	34,92	40,84	-14,5%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	62,27	61,75	0,9%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	9,26	9,09	1,8%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	11,71	13,36	-12,4%
	EBITDA(3)/Activo Total	%	11,00	11,33	-2,9%
	EBITDA(3)	MM\$	145.884	149.192	-2,2%

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

(2) Cobertura de Gastos Financieros Netos = EBITDA (3) / (Ingresos Financieros - Costos Financieros), de los últimos 12 meses.

(3) Últimos 12 meses con EBITDA Ajustado por el 50% de la inflación de los últimos 12 meses.

- Se observa una disminución de los indicadores de **Liquidez Corriente y Razón Ácida**, explicada principalmente por el incremento de los pasivos corrientes, superior a la variación de los activos corrientes.
- En términos de endeudamiento, el indicador **Pasivo Total sobre Patrimonio Neto** disminuyó debido al incremento del Patrimonio Neto y la disminución del Pasivo Total. Mientras que el ratio **Deuda Financiera Neta sobre Patrimonio** se redujo debido al mayor aumento del Patrimonio Neto respecto a la variación 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 periodo.
- En la **Composición de Pasivos** se observa un mayor ratio **Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total** y una reducción del ratio **Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total**, debido principalmente al movimiento de cuentas por pagar a entidades relacionadas del largo al corto 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 en su mayoría a una menor ganancia atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses. El ratio **EBITDA/Activo Total** disminuyó principalmente por el menor EBITDA del período, el cual fue explicado anteriormente.

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

Flujo de Efectivo	mar.-26	mar.-25	Var. mar.-26/mar.-25	
MM\$			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	18.703	33.274	(14.571)	-43,8%
Flujo originado por actividades de inversión	(12.399)	(20.038)	7.639	38,1%
Flujo originado por actividades de financiamiento	(6.718)	(14.148)	7.429	52,5%
Flujo neto total del período	(414)	(912)	497	54,6%
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.	(25)	(11)	(14)	-126,3%
Saldo final	1.243	4.029	(2.786)	-69,1%

Al 31 de marzo de 2026, se registró un flujo neto negativo de MM\$414, el que representa un aumento de MM\$497 respecto al registrado al cierre del mismo periodo del año anterior, donde se obtuvo un flujo negativo de MM\$912.

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

- **Menor flujo originado por actividades de la operación por MM\$14.571:** asociado principalmente a mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MM\$13.782, además de menores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MM\$2.852. Estos efectos fueron compensados parcialmente por menores otros pagos por actividades de operación por MM\$1.988, 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\$7.639:** relacionado en gran medida a menores compras de propiedades, planta y equipos por MM\$5.874, además del incremento de flujos asociados al saldo cashpooling por MM\$1.483 que mantiene la Sociedad con su relacionada CGE S.A.
- **Mayor flujo originado por actividades de financiamiento por MM\$7.429:** el que obedece principalmente a mayores flujos de préstamos con entidades relacionadas por MM\$7.392, explicado por la reducción del saldo por pagar de cashpooling que mantenía la Sociedad con su relacionada CGE S.A. durante el mismo período del 2025.

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 individual

CGE Transmisión participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica 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 subsidiarias 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 participan CGE Transmisión S.A., 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.

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 periodo terminado el 31 de marzo de 2026, CGE Transmisión y sus subsidiarias mantienen un 12,88% de su deuda financiera denominada en UF (12,76% al 31 de diciembre de 2025). 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).

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 31 de marzo de 2026, el resultado financiero habría disminuido en MM\$791 y en MM\$783 para el 31 de diciembre de 2025, lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

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 periodo, habría generado un impacto negativo en MM\$932 al 31 de marzo 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 31 de marzo de 2026, la deuda financiera de la Compañía se estructura en un 80,04% a tasa variable (capital vigente adeudado) mientras que al 31 de marzo de 2025 en un 56,05%.

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 superior a las vigentes sería de MM\$1.222 de mayor gasto por intereses a marzo de 2026 y de MM\$823 de mayor gasto por intereses a marzo de 2025.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

Al 31 de marzo de 2026, la deuda financiera de CGE Transmisión a nivel consolidado se ha estructurado en un 35,89% a largo plazo y un 31,16% 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 cuadrienio 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 cuadrienio 2024-2027, que considera los dictámenes del panel de Expertos respecto de las discrepancias presentadas en contra de 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 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 consultor 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 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 2026. El comité Supervisor y las empresas enviaron observaciones a esta nueva versión del informe el 31 de marzo de 2026. El 25 de mayo de 2026, el consultor emitió la versión 2 del Informe de Avance N° 2 del Estudio Zonal. A la fecha, las empresas se encuentran revisando dicho informe y cuentan con plazo hasta el 15 de junio para entregar sus 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 responsable 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 a 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 CNE la revisión del valor de inversión de obras adjudicadas con anterioridad a la publicación de la ley, en caso de que el 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.

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 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 ser completamente predecibles. 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 bajo 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, el cumplimiento ambiental, y la continuidad y resiliencia del negocio.

Seguros

En el marco de nuestras actividades, estamos expuestos a efectos económicos y financieros que pueden surgir de diversos eventos, ya sean naturales, humanos, tecnológicos, entre otros. Por esta razón, CGE Transmisión cuenta con un programa de aseguramiento corporativo que incluye una estrategia anual de renovación enfocada en mejorar las coberturas y optimizar los costos.

La Sociedad dispone de amplias coberturas en pólizas de Responsabilidad Civil por afectación a terceros y al medioambiente, daño material de sus instalaciones, ciberseguridad, transporte y seguros vehiculares, entre otros.