



ANÁLISIS RAZONADO

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024

1.- RESUMEN

- Los siguientes hechos deben ser considerados para un mejor entendimiento de este análisis razonado:
 - El 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.185, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, según la cual entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020 los precios de generación que las distribuidoras traspasen a sus clientes regulados corresponderán a los precios vigentes durante el primer semestre de 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (2027) se podrán traspasar a los clientes regulados los Precios Nudo Promedio de Largo Plazo, que en cualquier caso no podrán ser superiores al PEC ajustado por IPC. La Comisión Nacional de Energía (CNE) calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato, incorporándolas como un saldo en dólares en los decretos tarifarios semestrales. Dichos saldos se liquidarán en la medida que se incorporen los nuevos contratos adjudicados a un menor precio, disminuyendo así el impacto temporal en las tarifas de los clientes regulados.

Adicionalmente, en este mismo contexto, el 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República (TGR) y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.
 - A fines del año 2019 fue publicada la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, mediante la cual se rebajó la tasa de descuento empleada para la determinación de las tarifas de distribución, se modificó el procedimiento tarifario y se congeló la componente de distribución de las tarifas finales hasta el término de su vigencia. Adicionalmente, se estableció la obligación, para las empresas distribuidoras, de constituirse como empresas de giro exclusivo a partir de enero de 2021, prorrogable fundadamente hasta enero de 2022, según la Resolución Exenta N° 176 del 29 de mayo de 2020 de la CNE cuyo texto refundido fue fijado mediante la Resolución Exenta N° 322 del 26 de agosto de 2020 de dicho organismo.
 - El 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley N° 21.249 la cual dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas hasta el 31 de diciembre de 2021 y la facultad de un grupo de clientes (80% más vulnerables del Registro Social de Hogares, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros) de convenir las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 en hasta 48 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados.
 - El 11 de febrero de 2022, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.423 que establece, entre otras disposiciones, que las deudas de los usuarios cuyo consumo promedio en 2021 no supere los 250 kWh/mes, generada entre 18 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2021 serán pagadas en 48 cuotas que no podrán superar el 15% del cobro asociado al consumo promedio de 2021 y que, una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Energía y las empresas distribuidoras.



- El 30 de abril de 2024, se publicó la Ley N°21.667, la cual modificó varias de las disposiciones legales precedentes para estabilizar las tarifas eléctricas. Estableciendo un fondo administrado por la Tesorería General de la República para estabilizar tarifas hasta 2035, reformar el Mecanismo de Protección al Cliente y definir valores de cargos para 2024-2035. Además, incluyó un subsidio transitorio para familias vulnerables de hasta MMUS\$ 120 anuales entre 2024 y 2026, para mitigar los aumentos en los precios de la energía.
- El 7 de junio de 2024, se publicó el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía que fija las fórmulas tarifarias asociadas al Valor Agregado de Distribución (VAD) para clientes finales sujetos a precios regulados, por lo cual se deben aplicar los niveles tarifarios establecidos en éste. Las reliquidaciones correspondientes se realizarán tras la toma de razón de la Contraloría General de la República y las instrucciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de acuerdo a la Ley N° 21.667.
- Al 31 de diciembre de 2024, el EBITDA consolidado de la Compañía General de Electricidad S.A (CGE) fue de MM\$252.459, lo que representa un aumento del 61,8% en relación con el mismo período del año anterior. El aumento se explica principalmente por los efectos en venta y compra de energía que se derivan de la publicación de la Ley N°21.667 mencionada anteriormente, además de un efecto positivo por indexación tarifaria y mayores ventas físicas. En consecuencia, se registró una ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de MM\$87.698, evidenciando un aumento con respecto a la ganancia de MM\$12.089 alcanzada al cierre del mismo período del año anterior.
- Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 11.285 GWh, con un aumento de 2,05% respecto al mismo periodo del 2023. Además, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa un aumento de un 2,96% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 16.946 GWh. Por otro lado, el índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses¹ a diciembre de 2024 fue de 10,98%, evidenciando un aumento en comparación con el 10,52% a diciembre de 2023.
- Las inversiones consolidadas de la compañía ascendieron a MM\$206.721, focalizadas en el crecimiento orgánico de distribución, renovación de equipos y mejoras en calidad de suministro para cumplimiento de la norma técnica del sector, e iniciativas orientadas al control de pérdidas de energía.
- El número de clientes al 31 de diciembre de 2024 creció un 2,38% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando los 3.362.294 clientes.

¹ El índice de pérdidas de electricidad incluye la energía recuperada por Consumos no Registrados ("CNR").



2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	dic.-24	dic.-23	Var. dic-24/dic-23	
			MM\$	%
Margen de Energía	462.048	370.027	92.021	24,9%
Margen de Servicios Asociados	82.121	67.773	14.348	21,2%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(291.710)	(281.726)	(9.984)	3,5%
EBITDA	252.459	156.074	96.385	61,8%
Depreciación y Amortizaciones	(87.026)	(55.596)	(31.429)	56,5%
Resultado de Explotación	165.433	100.478	64.956	64,6%

EBITDA Consolidado

El EBITDA de la compañía registró un aumento de MM\$96.385 con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a los siguientes factores:

- Aumento en el margen de energía por MM\$92.021, derivado principalmente por los efectos en venta y compra de energía que se derivan de la publicación de la ley N°21.667, además del incremento en la indexación de la tarifa debido al alza del dólar y la inflación. Adicionalmente, se registró un aumento en las ventas físicas de energía de baja tensión (BT), junto con una mayor facturación por peaje de distribución y un incremento en la venta de potencia eléctrica.
- Aumento en el margen de servicios asociados por MM\$14.348, explicado en su mayoría por un ajuste en la provisión de ingresos de Corte y Reposición asociados a la fijación tarifaria VAD 2020-2024, compensado por menores ingresos por intereses moratorios, debido a una menor deuda y una menor tasa, atenuado por los intereses aplicados a deudas mayores a 180 días.
- Aumento de Costos Operacionales y Otros Ingresos / Egresos por MM\$9.984, explicado principalmente por un incremento en el gasto de personal por MM\$10.201, sumado a un aumento en el gasto en mantenimiento por MM\$8.061. Asimismo, se vio afectado por un mayor gasto en contingencias por MM\$6.200, un incremento en el gasto por gestión de reclamos por MM\$5.336 y un aumento en los gastos por compensaciones por interrupciones de suministro por MM\$4.577. Este efecto fue parcialmente compensado por una reducción en el gasto por incobrables de MM\$22.536, debido a una mayor provisión registrada en 2023 asociada a una mayor antigüedad de la deuda de los clientes derivada de la Ley N° 21.249 de Servicios Básicos.

Depreciación y Amortización del período

La depreciación y amortización del período presentó un aumento de MM\$31.429, el que obedece principalmente a un mayor activo fijo en comparación al mismo período del año anterior, además de mayores retiros asociados a renovación de equipos y regularización de obras en curso.

Resultado de Explotación

El resultado de explotación de CGE aumentó en MM\$64.956 respecto al cierre de diciembre de 2023, explicado en gran parte por el mayor EBITDA de MM\$96.385, siendo compensado en parte por la mayor depreciación y amortización descritas anteriormente.



3.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	dic.-24	dic.-23	Var. dic-24/dic-23	
			MM\$	%
EBITDA	252.459	156.074	96.385	61,8%
Depreciación y Amortizaciones	(87.026)	(55.596)	(31.429)	56,5%
Resultado de Explotación	165.433	100.478	64.956	64,6%
Gasto Financiero Neto	(28.564)	(51.053)	22.489	-44,0%
Diferencias de Cambio	3.126	(2.315)	5.441	-235,0%
Resultado por Unidades de Reajuste	(30.005)	(33.456)	3.451	-10,3%
Resultado Fuera de Explotación	(55.443)	(86.824)	31.381	-36,1%
Resultado Antes de Impuestos	109.991	13.654	96.337	705,6%
Impuesto a las Ganancias	(18.677)	4.044	(22.720)	-561,9%
Ganancia de Operaciones discontinuadas	-	(3.445)	3.445	-100,0%
Interés Minoritario	(3.616)	(2.163)	(1.453)	67,2%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	87.698	12.089	75.608	625,4%

Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora

Al 31 de diciembre de 2024, se registró una ganancia atribuible a los controladores por MM\$87.698, en comparación con la ganancia de MM\$12.089 registrada al cierre del año 2023. Esta diferencia se explica principalmente por el mayor resultado de explotación por MM\$64.956 comentado anteriormente y un mejor resultado fuera de explotación por MM\$31.381, siendo compensado en forma parcial por una variación negativa del resultado por impuesto a las ganancias de MM\$22.720.

Resultado Fuera de Explotación

Con respecto al resultado fuera de explotación, este presentó una variación positiva de MM\$31.381 con respecto al mismo período del año anterior, el que se explica principalmente por:

- La variación positiva del gasto financiero neto por MM\$22.489, debido en su mayoría al aumento de otros ingresos financieros por MM\$27.867, debido a un reconocimiento de ingresos por intereses de reliquidación asociados a las cuentas por cobrar del VAD (noviembre 2020 a junio 2024), y mayores intereses comerciales por MM\$4.104, efectos que fueron parcialmente compensados por un aumento en los gastos por intereses de préstamos con empresas relacionadas por MM\$9.425, consecuencia de un financiamiento por MM\$150.000 adquirido con la matriz State Grid Chile Electricity SpA (SGCE) en diciembre 2023.
- Un mayor resultado por diferencias de cambio de MM\$5.441, explicado principalmente por el efecto neto positivo del tipo de cambio sobre las cuentas por cobrar y por pagar en dólares, que generó un impacto de MM\$7.064. Este resultado está asociado, en gran medida, al mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica. No obstante, dicho efecto fue atenuado por otros pasivos financieros por MM\$1.143, relacionados mayormente al incremento del efecto del tipo de cambio sobre la deuda bancaria en dólares en comparación al ejercicio del 2023.



- El resultado por unidades de reajuste mostró una leve variación positiva de MM\$3.451, explicado principalmente por un reconocimiento de la indexación del IPC en los saldos estabilizados del VAD (enero 2020 a octubre 2020) por MM\$2.563.

Impuesto a las Ganancias

Al 31 de diciembre de 2024, el impuesto a las ganancias tuvo un efecto negativo de MM\$22.720 en comparación al mismo período del año anterior, explicado en mayor parte por el aumento del resultado antes de impuestos.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	dic.-24	dic.-23	Var. dic-24/dic-23	
			MM\$	%
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	58.863	23.421	35.442	151,3%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	603.795	1.018.820	(415.024)	-40,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	27.932	8.736	19.196	219,7%
Otros activos corrientes	7.652	8.331	(679)	-8,2%
Activos Corrientes	698.243	1.059.308	(361.065)	-34,1%
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	879.975	586.642	293.333	50,0%
Plusvalía	161.446	161.446	0	0,0%
Propiedades Plantas y Equipos	1.589.645	1.461.948	127.697	8,7%
Otros Activos no Corrientes	703.322	701.795	1.527	0,2%
Activos No Corrientes	3.334.388	2.911.831	422.557	14,5%
Total Activos	4.032.631	3.971.139	61.492	1,5%

Al 31 de diciembre de 2024, el total de activos presenta un aumento de MM\$61.492 con respecto a diciembre de 2023, producto principalmente de las siguientes variaciones:

- El activo corriente presentó una variación negativa de MM\$361.065, explicada fundamentalmente por una disminución de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$415.024, relacionado en mayor medida a la variación de las cuentas por cobrar comerciales producto de la modificación a la Ley de Estabilización de Tarifas en la Ley N°21.667. Además, se reconoce el efecto del traspaso al largo plazo de las cuentas por cobrar comerciales relacionadas a las tarifas definitivas del VAD del cuatrienio 2020-2024, que se compensa de forma parcial por el traspaso desde el largo plazo de los saldos relacionados al mecanismo de estabilización tarifaria PEC 1. Estos efectos fueron atenuados por un incremento positivo de MM\$38.782 en el efectivo y equivalente al efectivo, cuyo desglose se detalla en el estado de flujo de efectivo. Adicionalmente, se registró un aumento positivo por MM\$19.196 en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas, debido a mayores saldos por cobrar en la cuenta corriente mercantil.



- El aumento de los activos no corrientes por MM\$422.557, como resultado principalmente de un aumento de las cuentas por cobrar por MM\$293.333, asociado en su mayoría al traspaso desde el corto plazo de los saldos de las cuentas por cobrar comerciales relacionadas a las tarifas definitivas del VAD del quadrienio 2020-2024, y que se compensa en forma parcial por el traspaso al corto plazo de los saldos relacionados al mecanismo de estabilización tarifaria PEC 1. Además, el aumento de activos no corrientes obedece al incremento en Propiedades, Planta y Equipos por MM\$127.697, explicado en su mayoría por adiciones al activo fijo, compensado parcialmente por un incremento en los gastos por depreciación, mayores retiros asociados a renovación de equipos y regularización de obras en curso.

Pasivo y Patrimonio

Pasivos	dic.-24	dic.-23	Var. dic-24/dic-23	
			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	342.632	171.113	171.519	100,2%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	516.880	696.933	(180.053)	-25,8%
Cuentas por pagar a relacionadas	189.417	202.589	(13.172)	-6,5%
Otros pasivos no financieros	67.745	65.657	2.088	3,2%
Total pasivo corriente	1.116.674	1.136.292	(19.618)	-1,7%
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	833.705	825.604	8.102	1,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	16.897	18.000	(1.103)	-6,1%
Pasivos por impuestos diferidos	25.584	22.821	2.763	12,1%
Otros pasivos no financieros	542.608	534.423	8.185	1,5%
Total pasivo no corriente	1.418.794	1.400.848	17.946	1,3%
Total pasivos	2.535.469	2.537.140	(1.672)	-0,1%
Participaciones no Controladoras	36.906	36.260	646	1,8%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.460.257	1.397.739	62.518	4,5%
Patrimonio	1.497.162	1.433.999	63.164	4,4%
Total Pasivos y patrimonio	4.032.631	3.971.139	61.492	1,5%

El total pasivos y patrimonio registró una variación positiva de MM\$61.492 con respecto a diciembre 2023, explicado principalmente por:

- Disminución del total pasivo corriente por MM\$19.618, explicado principalmente por la disminución en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de MM\$180.053, correspondientes en gran medida a la actualización de la provisión por compra de energía producto de la modificación a la Ley de Estabilización de Tarifas que se mencionó anteriormente, y que se compensa en forma parcial por el traspaso del largo al corto plazo de los saldos asociados al mecanismo de estabilización de precios de la Ley N° 21.185 ("PEC 1"). Además, la disminución también obedece a que las cuentas por pagar a empresas relacionadas disminuyeron en MM\$13.172 principalmente por una disminución de la cuenta corriente mercantil por MM\$37.729, efecto que fue



contrarrestado por mayores dividendos por pagar por MM\$22.035. Finalmente, la disminución del total pasivo corriente se vio atenuada por el aumento de pasivos financieros por \$171.519, producto de una mayor deuda bancaria.

- Por otro lado, el total pasivo no corriente aumentó en MM\$17.946, explicado por un aumento de otros pasivos no financieros por MM\$8.185, el que se asocia en su mayoría al aumento de las obligaciones con proveedores de energía, producto del mecanismo de estabilización tarifaria. A esto se suma un aumento en los pasivos financieros por MM\$8.102, debido a un mayor nivel de deuda bancaria a largo plazo, y un incremento en los pasivos por impuestos diferidos por MM\$2.763, relacionado principalmente con el reconocimiento de las tarifas definitivas del VAD en las cuentas por cobrar. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución de MM\$1.103 en las cuentas por pagar a entidades relacionadas, atribuida al pago de un financiamiento con su matriz SGCE por MM\$18.000, compensado por MM\$16.897 correspondiente a arriendos de intangibles con la empresa relacionada Chilquinta Servicios S.A.
- El patrimonio aumentó en MM\$63.164, el que se explica principalmente por la ganancia del período.

Indicadores Financieros

La evolución de los indicadores financieros más representativos de la Sociedad fue la siguiente:

Indicadores		Unidad	dic.-24	dic.-23	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,63	0,93	-32,9%
	Razón Ácida	Veces	0,62	0,93	-33,1%
	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	1,69	1,77	-4,3%
Endeudamiento	Pasivo Total / Activo Total	Veces	0,63	0,64	-1,6%
	Deuda Financiera Neta ⁽¹⁾ / Patrimonio Neto	Veces	0,75	0,68	10,0%
	Deuda Financiera Neta ⁽¹⁾ / EBITDA ⁽³⁾	Veces	4,43	6,24	-29,0%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos ⁽²⁾	Veces	8,84	3,06	189,1%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	44,04	44,79	-1,7%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	55,96	55,21	1,3%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	14,96	6,43	132,5%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	31,44	32,85	-4,3%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	6,01	0,86	594,4%
	EBITDA ⁽³⁾ /Activo Total	%	6,26	3,93	59,3%
	EBITDA ⁽³⁾	MM\$	252.459	156.074	61,8%

(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.

- Se observa una disminución de los indicadores de **Liquidez Corriente** y **Razón Ácida** debido principalmente a la disminución de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de corto plazo, mencionado anteriormente.
- En términos de endeudamiento, los ratios **Deuda Financiera Neta sobre EBITDA** y **Cobertura de Gastos Financieros Netos** ven una mejora con respecto a diciembre 2023, lo que obedece fundamentalmente al aumento del EBITDA del período explicado anteriormente.
- La **Composición de Pasivos** se observa un aumento del ratio **Deuda Bancaria/Pasivo Total** debido a nuevos financiamientos bancarios gestionados durante el período.
- Con respecto a los indicadores de rentabilidad, la **ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de 12 meses/patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumenta debido al mayor resultado del período que se explica principalmente por el EBITDA mencionado anteriormente.



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

Flujo de Efectivo MM\$	dic.-24	dic.-23	Var. dic-24/dic-23	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	293.141	15.855	277.286	-
Flujo originado por actividades de inversión	(262.984)	(259.885)	(3.098)	1,2%
Flujo originado por actividades de financiamiento	5.227	234.692	(229.465)	-97,8%
Flujo neto total del período	35.384	(9.338)	44.723	-478,9%
Saldo inicial de efectivo	23.421	32.827	(9.406)	-28,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	58	(67)	125	-186,1%
Saldo final	58.863	23.421	35.442	151,3%

Durante el período al cierre de diciembre de 2024, se registró un flujo neto positivo de MM\$35.384, el que representa un aumento de MM\$44.723 respecto al flujo registrado al cierre de diciembre 2023, donde se obtuvo un flujo negativo de MM\$9.338. Lo anterior es consecuencia de:

- **Aumento de MM\$227.286 en el flujo originado por actividades de la operación** asociado principalmente a mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MM\$370.024 explicado principalmente por los incrementos en el precio de la energía en el año y la implementación del mecanismo MPC establecido en la Ley 21.667, compensado parcialmente por mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MM\$86.593, sumado a mayores pagos a y por cuenta de los empleados por MM\$12.524.
- **Aumento de MM\$3.098 en el flujo asociado a actividades de inversión** explicado principalmente por mayores trasposos a través de la cuenta corriente mercantil por MM\$14.127, compensado parcialmente por menores compras de propiedades, planta y equipo por MM\$9.447.
- **Disminución de MM\$229.465 en el flujo asociado a actividades de financiamiento.** debido principalmente a menores flujos netos provenientes de préstamos con entidades relacionadas, por un total de MM\$221.290, junto con una disminución en los intereses recibidos por MM\$59.307, atribuible principalmente a una menor base de comparación generada por la liquidación de derivados de cobertura durante el primer trimestre de 2023. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en los flujos netos provenientes de préstamos bancarios, que ascendieron a MM\$51.843.

6.- ÁREAS DE NEGOCIOS DE CGE

Compañía General de Electricidad S.A es una empresa que por sí y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución de energía eléctrica.

Distribución de Electricidad

En Chile, CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica directamente y por medio de su subsidiaria Edelmag, que en conjunto abastecen a 3.362.294 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía al cierre de diciembre de 2024, incluyendo parte de la Región Metropolitana, y la Región de Magallanes.



Las ventas físicas de energía a los clientes sometidos a fijación de precios en Chile alcanzaron a 11.285 GWh al cierre de diciembre 2024, con un aumento de 2,05% respecto al mismo periodo de 2023. En cuanto a la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa un aumento de un 2,96% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 16.946 GWh.

Empresa	Ventas Físicas (GWh)			Ventas Físicas Regulados (GWh)			Ventas Físicas Operada (GWh)			Nº Clientes		
	dic-24	dic-23	Var. %	dic-24	dic-23	Var. %	dic-24	dic-23	Var. %	dic-24	dic-23	Var. %
CGE	11.030	10.846	1,70%	10.948	10.708	2,25%	16.602	16.101	3,12%	3.289.822	3.213.198	2,38%
EDELMAG	344	358	-3,91%	336	350	-3,95%	344	358	-3,91%	72.472	70.862	2,27%
Total Chile	11.373	11.203	1,52%	11.285	11.058	2,05%	16.946	16.458	2,96%	3.362.294	3.284.060	2,38%

El índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a diciembre de 2024 fue de 10,98%, evidenciando un aumento en comparación con el 10,52% de diciembre de 2023, producto de un mayor hurto de energía o intervención de equipos de medida, fenómenos asociados al alza en los precios de la energía observada durante 2024. En respuesta a esta situación, la compañía está fortaleciendo su presencia en terreno con el objetivo de mitigar y controlar las pérdidas de energía derivadas de estas prácticas.

Generación de energía eléctrica

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de Edelmag, la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 121,6 MW.

7.- ANÁLISIS DE RIESGOS DEL NEGOCIO

Riesgos Financieros

A pesar de que los negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar una eventual exposición al riesgo de variación del tipo de cambio y la unidad de reajuste. A nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman compañía General de Electricidad S.A, en orden de prevenir y mitigar los principales riesgos financieros.

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. La denominación de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2024 que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura fue de un 65,57% en Unidades de Fomento, un 15,76% en pesos chilenos y un 1,78 % en moneda extranjera. En comparación, al 31 de diciembre de 2023, estos valores fueron de 78,71% en Unidades de Fomento, 14,93% en pesos chilenos y 1,44% en moneda extranjera.

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF) y moneda extranjera, existen derivados de cobertura UF / CL\$, US\$ / CL\$ y CNH\$ / CL\$ para la deuda financiera. Tras la aplicación de estas coberturas, el porcentaje total de la deuda financiera en CLP al 31 de diciembre de 2024 alcanza el 32,65% y de 19,85% al 31 de diciembre de 2023.

Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado financiero, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste en la deuda financiera, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2024, el resultado financiero habría disminuido en MM\$7.714 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de



1% en la UF. Comparativamente, al 31 de diciembre de 2023, el resultado financiero habría disminuido en MM\$7.845 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

Al 31 de diciembre de 2024, CGE cuenta con deuda financiera en moneda extranjera a través de su subsidiaria Edelmag, la cual se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. 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 ejercicio, habría generado un impacto negativo en el resultado financiero por MM\$209 en la sociedad y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución equivalente del tipo de cambio. En comparación, al 31 de diciembre de 2023, este impacto se estimaba en MM\$144.

Edelmag sigue una estrategia de cobertura natural al mantener una estructura financiera donde los activos y pasivos en dólares estadounidenses están en proporciones similares. Estos activos corresponden principalmente a las cuentas por cobrar en moneda extranjera derivadas del mecanismo transitorio de estabilización de precios en los negocios de generación y distribución de energía, mientras que los pasivos incluyen tanto las cuentas por pagar en dólares asociadas a dicho mecanismo como la deuda bancaria en moneda extranjera mencionada anteriormente. Esta estrategia permite mitigar en gran parte los efectos de la volatilidad cambiaria sobre su resultado financiero. Adicionalmente, el resultado operacional de la compañía presenta cierto grado de indexación al dólar, lo que contribuye a reducir la exposición neta al riesgo cambiario.

Riesgo de tasa de interés

CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que, al 31 de diciembre de 2024, el 17,51% de la deuda financiera a nivel consolidado (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a tasa variable. En comparación, al 31 de diciembre de 2023, este porcentaje era de 16,13%.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en el resultado antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 100 puntos base superior a las vigentes sería de MM\$2.043 de mayor gasto por intereses y de MM\$1.579 en el mismo periodo del año anterior.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de CGE a nivel consolidado, al 31 de diciembre de 2024, se ha estructurado en un 71,81% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios (capital vigente adeudado), si consideramos la deuda con empresas relacionadas este porcentaje alcanza un 63,63%. En comparación, al 31 de diciembre de 2023, este porcentaje era 83,71% y 73,02%, 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 diversos negocios en que participa CGE. 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 Compañía General de Electricidad S.A. y su relacionada State Grid International Development (SGID).

Riesgo de crédito deudores comerciales

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor



que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos con relación al total de ingresos operacionales.

Cabe mencionar, que la rotación de cuentas por cobrar se vio afectada por los atrasos de la entrada en vigencia de los decretos semestrales que fijan los precios de nudo promedio, además del retraso de la publicación de las tarifas definitivas del Valor Agregado de Distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024. Lo anterior sumado al mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Esta situación generó montos relevantes en las cuentas por cobrar, que son en parte compensadas por aumentos en las cuentas por pagar.

Riesgos regulatorios

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

- Implementación de la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, publicada el 21 de diciembre de 2019, particularmente en lo relacionado con la extensión a las empresas de los Sistemas Medianos del mecanismo de estabilización de precios de generación definido en la Ley N° 21.185 y con la aplicación del mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución.
- A contar del 7 de junio de 2024, fecha de publicación del Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, se deben aplicar los niveles tarifarios contenidos en este. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.667, las reliquidaciones que corresponda efectuar se podrán realizar una vez que la Contraloría General de República concluya el proceso de toma de razón y que SEC instruya las respectivas reliquidaciones.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya se ha iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 30 de mayo de 2023, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Definitivas del proceso, las cuales incluyen los dictámenes del Panel de Expertos respecto de las observaciones presentadas por las empresas concesionarias de distribución y el resto de los participantes del proceso. Por otra parte, el 26 de octubre de 2023 la Comisión Nacional de Energía adjudicó la realización de los estudios a la empresa consultora INECON, Ingenieros y Economistas Consultores, cuyo contrato de servicios fue aprobado por la Contraloría General de la República el 4 de enero de 2024, estableciendo en ese día la fecha oficial de inicio de los estudios.

El 4 de marzo de 2024, el consultor INECON entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°1 del citado estudio, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 25 de marzo de 2024, mientras que el 25 de junio de 2024, el consultor entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°2, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de julio de 2024. Luego, el 13 de septiembre de 2024, el consultor entregó el Informe Final, para el cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 22 de octubre de 2024 y, finalmente, el 27 de diciembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final Definitivo, el cual a la fecha se encuentra en revisión por parte del Comité de supervisión.

Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, actualmente en curso. El 4 de septiembre de 2023, EDELMAG formalizó a CNE sus desacuerdos respecto del Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado el 11 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N° 364-2023, de la Comisión Nacional de Energía. Tras ello, mediante Oficio Ordinario N° 597-2023, del 6



de septiembre de 2023, la Comisión remitió al Panel de Expertos las materias en que no se logró acuerdo con la empresa, las que fueron resueltas por el Panel el 28 de noviembre, tras lo cual, el 12 de enero de 2024, CNE comunicó a EDELMAG la Resolución Exenta N° 16-2024, mediante la cual aprobó el Informe Técnico Definitivo.

A esta fecha, se encuentra pendiente la publicación del decreto tarifario correspondiente, por parte del Ministerio de Energía.

- Proyecto de ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.
- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N° 21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.
- Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.249 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se confundirán con los de la Ley N° 21.423, limitándose principalmente a aquellos clientes que cumplen las condiciones para optar el mecanismo de prorrateo de las deudas y no cumplan las condiciones para ser beneficiarios de esta última.
- Adicionalmente, la Ley N° 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios, disponiendo principalmente que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante la SEC los montos descontados, a efectos de que ésta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la TGR para que proceda al pago y; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de dicha ley fueron determinados mediante decreto supremo exento número 130 de 17 de junio de 2022 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de junio de 2022.
- Ley N° 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la TGR y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de



estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

- Ley 21.667, publicada el 30 de abril de 2024, mediante la cual se modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria, cuyos objetivos principales son a) definir que el Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objeto estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las leyes N° 21.185 y N° 21.472, que será administrado por la TGR, y que su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035; b) reformular los tramos y monto del Mecanismo de Protección al Cliente (MPC); c) definir los valores del Cargo MPC para los periodos 2024 a 2027 y 2028 a 2035; d) establecer las reglas para descongelar gradualmente la estabilización de las tarifas del Valor Agregado de Distribución; y e) establecer un subsidio transitorio de hasta 120 MUS\$ anuales, para los años 2024 a 2026, dirigido a familias de menores recursos, con el fin de paliar los aumentos en el período en que los precios de energía experimentarán las mayores alzas.
- Proyecto de Ley que perfecciona los sistemas medianos (Boletín N°16.627-08) establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, ingresado por el Ejecutivo a la Cámara de Diputados y Diputadas el 30 de enero de 2024.

El citado Proyecto de Ley contiene cuatro ejes: 1) Revisión y ajuste a la definición y categorización de los sistemas medianos y aislados (se aborda transición de un tipo de sistema a otro); 2) Actualización del procedimiento de planificación que considera el desarrollo óptimo de las inversiones, seguridad de los sistemas y propender a la incorporación de energías renovables y almacenamiento; 3) Cambios en la tarificación de los Sistemas Medianos (estudio contratado por la CNE en reemplazo de estudio empresa; ajustes en Equidad Tarifaria Residencial en beneficio de clientes de Sistemas Medianos); 4) Introducir incentivos a generación renovable.

- Con fecha 29 de julio 2024, en Sesión N°70, la Comisión de Zonas Extremas y Antártica Chilena de la Cámara de Diputados inició el estudio del Proyecto ley que “Perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, correspondiente al Boletín 16.627-08. Luego, en Sesión N° 79 del 16 de octubre de 2024, con la incorporación de indicaciones por parte de esa comisión, el Proyecto de Ley fue despachado a la Comisión de Minería y Energía.

Riesgos ambientales

En cuanto a los riesgos medioambientales de Compañía General de Electricidad S.A., para todos los proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) Favorable, existe un riesgo frente al no cumplimiento de los compromisos establecidos en estas RCAs. Los proyectos son auditados y evaluados en sus compromisos ambientales por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que podría establecer multas por incumplimientos dependiendo de la gravedad de la falta. Este riesgo es bajo, ya que el cumplimiento de temas ambientales de los proyectos es parte del seguimiento y control que se realiza en Compañía General de Electricidad S.A. para cada obra.

Por otro lado, el riesgo de no obtener una RCA favorable para un proyecto es bajo, debido a la ingeniería, estudios y evaluación previa realizada por nuestras áreas especialistas.

Existen además sanciones asociadas a la gestión de residuos, disposición final de residuos peligrosos y no peligrosos, donde las infracciones asociadas a la gestión de residuos deben ser sancionadas por la Autoridad Sanitaria previa instrucción del respectivo sumario sanitario, en conformidad con lo establecido en el Código Sanitario. Durante el año 2024 no se han registrado intervenciones de terceros que pudiesen originar un siniestro medioambiental.

Existen también sanciones asociadas a la ejecución de podas, cortas o talas de árboles sin plan de manejo forestal, este riesgo es bajo, ya que, esta labor se realiza según lo establecido en la normativa eléctrica vigente y procedimientos internos de la organización. En caso de requerirse antecedentes por parte de la autoridad ambiental (SMA) sobre estos temas, se hace la entrega formal, mediante los canales y procedimientos establecidos por la organización.



En cuanto a los riesgos medioambientales de Edelmag, estos se presentan principalmente en el segmento generación, debido a que las centrales térmicas generadoras durante su operación podrían superar los límites ambientales, referidos a ruido y emisiones gaseosas. Sin embargo, se mantiene un adecuado monitoreo anual de los niveles de emisión, en el primer caso, y de calidad de aire en el segundo, por medio de campañas de medición de ruido, así como de concentración de gases, con el objeto de que estos cumplan con los máximos exigidos por la autoridad, según se expresa en el Decretos N°38/2012, Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica, Decreto N°13/2011, Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica, respectivamente, Decreto N°59/1998, Establece Norma de Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, en especial de los Valores que Definen Situaciones de Emergencia”, Decreto N°114/2003, Establece Norma Primaria de Calidad de Aire para Dióxido de Nitrógeno (NO2) y Decreto N°115/2002, Establece Norma Primaria de Calidad de Aire para Monóxido de Carbono (CO).

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, Edelmag efectúa la gestión de estos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014, Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos. Los procesos incluyen acciones desde el origen hasta la eliminación de los residuos y consideran actividades para un adecuado manejo, rotulación, segregación, almacenamiento, transporte y disposición final.

Riesgos de cambio climático

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de Compañía General de Electricidad S.A. y su filial Edelmag han variado en los últimos años presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, ante lo cual las áreas técnicas han dispuesto de planes de contingencia que recogen estas condiciones de manera de disminuir el impacto de situaciones extremas en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante lo anterior, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectación de la operación normal de los negocios de la sociedad, con el objeto de mitigar los efectos negativos que éstos pudiesen ocasionar en los negocios y resultados de la Compañía, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de no poder desconocerse que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Por último, Compañía General de Electricidad S.A. ha previsto tanto por efectos del cambio climático, como de impactos por eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos, entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que ellos pudiesen originar, se ha contemplado su cobertura a través de pólizas de seguro cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

Seguros

En el contexto del desarrollo de nuestra actividad, nos encontramos expuestos a efectos económicos y financieros que pudieran resultar de la ocurrencia de eventos de diverso origen, tales como: natural, humano, tecnológico, entre otros. Por ello, CGE cuenta con un programa de aseguramiento corporativo el cual incluye una estrategia anual de renovación la cual se centra en lograr mejoras en las coberturas y optimizar los costos.

La Sociedad cuenta con amplias coberturas en pólizas de Responsabilidad Civil por afectación a Terceros y al Medioambiente, Daño Material de sus instalaciones, Ciberseguridad, Transporte, Seguros Vehiculares, entre otros.