

ANÁLISIS RAZONADO

Por el período terminado al 31 de marzo de 2025

Razón Social: Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., RUT: 88.221.200-9

1. RESUMEN

- La utilidad a marzo de 2025 alcanzó los MM\$2.308 inferior en MM\$150 a la utilidad de MM\$2.458 registrada al cierre del período del año anterior.

A nivel operacional, el EBITDA acumulado a marzo de 2025 alcanzó los MM\$4.947, menor en MM\$608 respecto a lo registrado a marzo del año anterior. Lo anterior se explica por mayores costos operacionales por MM\$231, menor margen de energía por MM\$407 y mayor margen de servicios asociados por MM\$31.

Consolidado MM\$	mar.-25	mar.-24	Var. mar.-25/mar.-24	
			MM\$	%
EBITDA	4.947	5.555	(608)	-10,9 %
Resultado de explotación	3.388	4.153	(765)	-18,4 %
Resultado antes de impuestos	3.108	3.387	(279)	-8,2 %
Impuesto a las ganancias	(800)	(929)	129	13,9 %
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	0	0	-
Resultado	2.308	2.458	(150)	-6,1 %
Ganancias de no controladora	0	0	0	-
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	2.308	2.458	(150)	-6,1 %

- Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 79,7 GWh, con una disminución de 1,14% respecto al mismo período del 2024. Esta disminución se explica por una caída en las ventas a clientes residenciales del 2,69% en comparación al cierre de marzo de 2024. Además, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa una disminución de 0,91% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando a 81,5 GWh.
- En cuanto al nivel de pérdidas, este se encuentra en 8,61%, superior a lo registrado en marzo de 2024, período en el cual alcanzaba un 7,69%. Este aumento se relaciona con un deterioro de las condiciones externas que ha dificultado mantener los niveles registrados en años anteriores. Actualmente se están desarrollando planes especiales para mitigar este efecto y recuperar los niveles esperados.
- El número de clientes registró un aumento de 2,00% respecto a marzo de 2024, alcanzando un total de 72.664 clientes en la región de Magallanes.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de marzo de 2025, la Sociedad registró una utilidad después de impuestos de MM\$2.308 la cual es inferior respecto a la utilidad obtenida al cierre del período del año anterior en MM\$150.

Consolidado MM\$	mar.-25	mar.-24	Var. mar.-25/mar.-24	
			MM\$	%
Margen de energía	8.580	8.988	(407)	-4,5 %
Margen de servicios asociados	342	311	31	10,0 %
Costos operacionales	(3.975)	(3.744)	(231)	-6,2 %
EBITDA	4.947	5.555	(608)	-10,9 %
Depreciación y amortizaciones	(1.560)	(1.402)	(158)	-11,3 %
Resultado de explotación	3.388	4.153	(765)	-18,4 %
Resultado financiero neto	(541)	(733)	191	26,1 %
Resultado por unidades de reajuste	(10)	(10)	0	-1,4 %
Diferencia de cambio	272	(23)	295	-
Resultado fuera de explotación	(280)	(766)	486	63,5 %
Resultado antes de impuestos	3.108	3.387	(279)	-8,2 %
Impuesto a las ganancias	(800)	(929)	129	13,9 %
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	0	0	-
Resultado	2.308	2.458	(150)	-6,1 %
Ganancias de no controladora	0	0	0	-
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	2.308	2.458	(150)	-6,1 %

A nivel de EBITDA, éste alcanzó MM\$4.947, menor en MM\$608 en comparación al cierre de marzo de 2024, lo cual se explica principalmente por:

Menor margen de energía por MM\$407

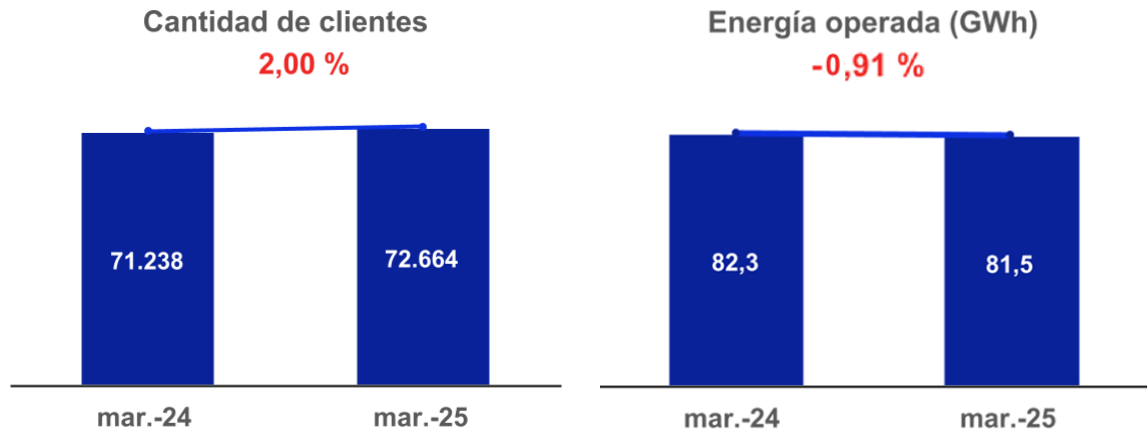
El margen de energía disminuyó en MM\$407, el que se explica principalmente por una menor base de comparación con respecto al período del año anterior debido al reconocimiento retroactivo de las tarifas definitivas asociadas al VAD2020-2024. Lo anterior, fue compensado parcialmente por un mayor impacto positivo por indexación, asociado a un aumento del tipo de cambio y del IPC que impactan positivamente en las ventas de energía.

Mayor margen de servicios asociados por MM\$31

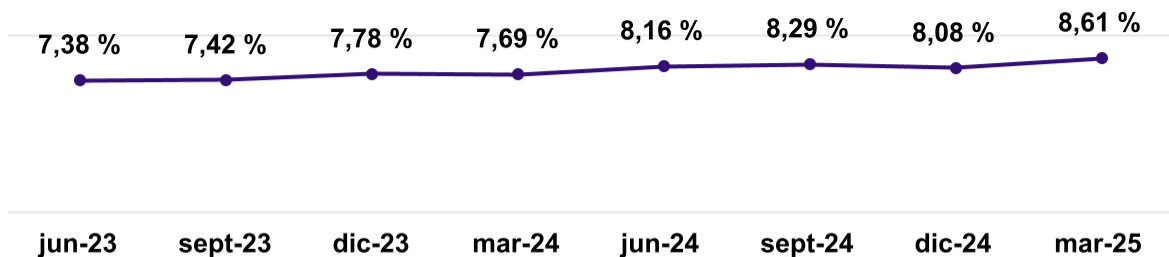
El margen de servicios asociados registró un leve aumento por MM\$31, explicado principalmente por mayor margen de corte y reposición.

Mayores costos operacionales por MM\$231

El aumento de los costos operacionales se explica principalmente por mayores gastos por personal por MM\$166 y mayores compras y servicios por MM\$84.



Pérdida de energía 12M (%)



*Durante el año 2024, se realizó un ajuste de las políticas de cálculo de pérdidas para homologar el modelo utilizado por Compañía General de Electricidad. Los datos muestran los niveles de pérdida de energía históricos ajustados al nuevo modelo de cálculo.

Depreciación y amortización del período

La depreciación y amortización del período presentó un aumento de MM\$158 respecto al mismo período del año anterior, asociado a una mayor depreciación por horas de uso de las unidades de generación.

Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuye en MM\$765 en relación con el período del año anterior, debido principalmente a mayores costos operacionales, un menor margen de energía y mayor depreciación y amortización.

Mayor Resultado fuera de explotación por MM\$486

- Aumento del resultado financiero neto en MM\$191, el cual se explica principalmente por menores gastos por préstamos bancarios por MM\$154, esto último asociado a una disminución en las tasas bancarias con respecto al período de marzo de 2024.
- Mayor resultado por diferencia de cambio en MM\$295, asociado a un impacto neto positivo de MM\$2.947 por el efecto de tipo de cambio sobre la deuda financiera en dólares. Lo anterior se compensa parcialmente por las cuentas por cobrar en dólares en el segmento de generación, referentes al mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica, con un impacto neto negativo de MM\$2.607 en comparación al período de marzo de 2024.

Impuestos a las Ganancias

El menor gasto por impuestos de MM\$129 que presenta el periodo 2025 respecto del 2024, se explica principalmente por el menor resultado antes de impuesto obtenido en este periodo con un efecto impositivo de MM\$75 y por concepto de gastos no deducibles por MM\$49.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos MM\$	mar.-25	dic.-24	Var. mar.-25/dic.-24 MM\$ %	
Activos Corrientes				
Efectivo y equivalente al efectivo	2.333	665	1.668	250,8 %
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	14.452	13.532	920	6,8 %
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	168	54	114	212,2 %
Otros activos corrientes	4.722	4.735	(12)	-0,3 %
Total activos corrientes	21.675	18.985	2.690	14,2 %
Activos no corrientes				
Cuentas por cobrar	28.048	30.332	(2.285)	-7,5 %
Propiedades plantas y equipos	57.167	58.132	(965)	-1,7 %
Otros activos no corrientes	1.592	1.337	255	19,0 %
Total activos no corrientes	86.806	89.802	(2.995)	-3,3 %
Total activos	108.481	108.787	(305)	-0,3 %

Como se observa en el cuadro anterior, el total activos presenta una disminución de MM\$305 a marzo de 2025 respecto a diciembre de 2024, lo que se explica por:

Aumento de Activos corrientes por MM\$2.690

Explicado principalmente por un aumento en efectivo y equivalentes al efectivo por MM\$1.668, detallado en el análisis de flujo de efectivo, un incremento en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$920, debido principalmente a traspasos del PEC1 y convenios desde el largo al corto plazo, y un aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por MM\$114.

Disminución de Activos no corrientes por MM\$2.995

La disminución de los activos no corrientes se explica principalmente por una baja en las cuentas por cobrar de MM\$2.285 debido principalmente a traspasos al corto plazo del Precio Estabilizado para Clientes Regulados (PEC 1) por MM\$1.851 y por el traspaso de convenios también al corto plazo por MM\$616, este efecto fue parcialmente compensado por un aumento de M\$195 en las cuentas por cobrar asociadas al Valor Agregado de Distribución (VAD) , sumado a una disminución en Propiedades, plantas y equipos por MM\$965, derivado principalmente por la depreciación en planta y equipo. Lo anterior, fue compensado parcialmente por un aumento en otros activos no corrientes por MM\$255, asociado principalmente a un aumento por propiedad de inversión.

Pasivos	mar.-25	dic.-24	Var. mar.-25/dic.-24	
MM\$			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	32.628	33.934	(1.306)	-3,8 %
Cuentas por pagar a relacionadas	973	1.012	(40)	-3,9 %
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.204	11.362	(1.158)	-10,2 %
Otros pasivos no financieros	1.200	697	504	72,3 %
Total pasivo corriente	45.005	47.004	(1.999)	-4,3 %
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	3.195	3.194	1	— %
Cuentas por pagar	3.114	3.593	(479)	-13,3 %
Pasivos por impuesto diferidos	10.294	10.416	(122)	-1,2 %
Otros pasivos no financieros	3.179	3.277	(97)	-3,0 %
Total pasivo no corriente	19.782	20.480	(698)	-3,4 %
Total pasivos	64.787	67.484	(2.697)	-4,0 %
Patrimonio	43.694	41.302	2.392	5,8 %
Total Pasivos y patrimonio	108.481	108.787	(305)	-0,3 %

El total pasivos y patrimonio al 31 de marzo de 2025 disminuyó en MM\$305 respecto a diciembre de 2024, lo cual se explica por:

Disminución de pasivos corrientes por MM\$1.999

Esta disminución se explica principalmente por una baja en los pasivos financieros por MM\$1.306, producto, en su mayor parte, de la disminución del tipo de cambio aplicado a la deuda denominada en dólares. A esto se suman menores cuentas por pagar comerciales por MM\$1.158 y menores otras provisiones por MM\$229. Lo anterior fue compensado parcialmente por un aumento en otros pasivos no financieros, principalmente por mayores pasivos por impuestos por MM\$760, asociados a mayores obligaciones por impuesto a la renta de primera categoría.

Disminución de pasivos no corrientes por MM\$698

Esta disminución se explica principalmente por menores cuentas por pagar a proveedores de energía por MM\$479, además de menores pasivos por impuesto diferido por MM\$122, y a la disminución de otros pasivos no financieros por MM\$97, explicado en su mayoría por mayores provisiones por beneficios al personal.

Aumento de Patrimonio de MM\$2.392

El Patrimonio neto experimentó un aumento de MM\$2.392, explicado principalmente por la utilidad del periodo.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo	mar.-25	mar.-24	Var. mar.-25/mar.-24	
MM\$			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	3.310	1.812	1.498	82,7 %
Flujo originado por actividades de inversión	(935)	(876)	(59)	-6,8 %
Flujo originado por actividades de financiamiento	(681)	(1.182)	501	42,4 %
Flujo neto total del período	1.694	(247)	1.940	786,9 %
Efectos sobre la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(26)	19	(45)	-238,7 %
Saldo inicial de efectivo	665	972	(307)	-31,6 %
Saldo final	2.333	744	1.588	213,4 %

La Sociedad ha generado, al 31 de marzo de 2025, un flujo neto positivo de MM\$1.694, superior en MM\$1.940 al flujo neto generado al mismo período del año anterior.

Las principales explicaciones del período concluido recientemente son:

- Mayor flujo operacional de MM\$1.498 en comparación a marzo de 2024, explicado principalmente por mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MM\$5.535, impulsados en parte por el descongelamiento de las tarifas eléctricas. Este efecto fue compensado parcialmente por mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MM\$3.278, los que se vieron incrementados en parte por mayores costos de compras a terceros, asociados en parte al descongelamiento tarifario, y por mayores costos de combustibles. Adicionalmente, se registraron mayores otros pagos por actividades de operación por MM\$597, principalmente por un aumento en los pagos de IVA.
- Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de flujo de efectivo de MM\$59 respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por mayores inversiones en activo fijo durante el período.

- Las actividades de financiamiento registraron una variación neta positiva de MM\$501 respecto a marzo de 2024, explicada principalmente por un menor flujo negativo en los préstamos a entidades relacionadas, correspondientes a la cuenta corriente mercantil con CGE, lo que representa una mejora de MM\$498.

5. INDICADORES FINANCIEROS

A continuación, se presentan los principales indicadores financieros más representativos de la Sociedad:

Indicadores		Unidad	mar.-25	dic.-24	Var %
Liquidez	Liquidez corriente	Veces	0,5	0,4	19,2 %
	Rotación cuentas por cobrar	Días	238	247	-3,6 %
Endeudamiento	Pasivo total / Patrimonio neto	Veces	1,5	1,6	-9,3 %
	Deuda financiera* / Patrimonio neto	Veces	0,9	0,9	-8,8 %
	Deuda financiera neta ⁽³⁾ / EBITDA**	Veces	2,0	2,1	-4,9 %
	Cobertura de gastos financieros netos ⁽⁴⁾	Veces	21,3	17,8	19,7 %
Composición de pasivos	Pasivo corto plazo / Pasivo total	%	69,5	69,7	-0,3 %
	Pasivo largo plazo / Pasivo total	%	30,5	30,3	0,6 %
	Deuda bancaria / Pasivo total	%	55,3	55,0	0,5 %
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio ⁽¹⁾ **	%	18,1	19,5	-7,2 %
	Rentabilidad del activo ⁽²⁾ **	%	7,3	7,4	-1,6 %
	EBITDA** / Activo Fijo	%	29,8	30,3	-1,8 %
	EBITDA** / Activo Total	%	15,7	16,2	-3,2 %
	EBITDA 12 meses	MM\$	17.019	17.627	-3,4 %

⁽¹⁾ Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora/Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

⁽²⁾ Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora/Total activos.

⁽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 / (ingresos Financieros - Costos Financieros), de los últimos 12 meses.

* Incluye deuda con relacionadas.

** (últimos 12 meses)

Liquidez:

El indicador de liquidez corriente aumentó un 19,2% respecto a diciembre de 2024 debido principalmente a un aumento en los activos corrientes y a una disminución en los pasivos corrientes, explicado anteriormente. Con respecto a la rotación de cuentas por cobrar, esta métrica disminuyó un 3,6%, principalmente producto de la disminución de las cuentas por cobrar detalladas anteriormente.

Endeudamiento:

El indicador de Cobertura de gastos financieros netos aumentó un 19,7% en comparación a diciembre de 2024, debido principalmente a una disminución en los gastos financieros netos en comparación al período anterior. Asimismo, los indicadores de Pasivo total / Patrimonio neto y Deuda financiera neta / Patrimonio

neto disminuyeron en un 9,3% y un 8,8% respectivamente, principalmente debido al incremento del patrimonio en el período y la disminución de la deuda financiera.

Rentabilidad:

Con respecto a los indicadores de rentabilidad, la disminución de la Rentabilidad del patrimonio se debe principalmente al aumento del patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora en comparación a lo obtenido en diciembre de 2024, mientras que la variación negativa de EBITDA / Activo total y de EBITDA / Activo fijo se explica principalmente por una disminución del EBITDA.

6. ANÁLISIS ÁREAS DE NEGOCIOS

Edelmag es una empresa de servicio público que posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Magallanes y Antártica Chilena, abasteciendo un total de 72.664 clientes al 31 de marzo de 2025.

Para la generación de energía eléctrica cuenta con centrales generadoras térmicas en cada uno de los 4 sistemas eléctricos atendidos por Edelmag, con una potencia bruta total de 121,6 MW.

La energía operada al 31 de marzo de 2025 alcanzó los 81,5 GWh, registrando una disminución del 0,91% respecto al mismo período del año anterior, esta disminución se produce principalmente por una caída en las ventas a clientes residenciales del 2,69% en comparación al cierre de marzo 2024.

7. ANÁLISIS DE RIESGOS DEL NEGOCIO

Riesgos financieros

Los negocios en que participa la Sociedad en el sector eléctrico, fuente de sus resultados y flujos, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable acorde a actividades de distribución y generación de electricidad. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos.

En atención a lo anterior, se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste

Al 31 de marzo de 2025, la deuda financiera se encuentra en un 45,31% denominada en pesos mientras que el 54,69% se encuentra denominada en dólares (al 31 de diciembre de 2024 fue de 56,29%), deuda que fue tomada para cubrir la cuenta por cobrar en moneda extranjera de la compañía. La Sociedad no mantiene deuda financiera en unidades de fomento y, por lo tanto, no se encuentra afecta al riesgo de variación de la unidad de fomento.

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 de MM\$196 en el resultado financiero de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y un impacto negativo de MM\$209 al cierre del período terminado el 31 de marzo de 2024. Asimismo, se estima un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio. Cabe mencionar que este impacto compensará parcialmente el efecto de la variación de la cuenta por cobrar en moneda extranjera producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica.

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 2025, la deuda financiera de la Sociedad se estructura en un 100% a tasa variable, proporción que se mantiene sin variación respecto al periodo terminado al 31 de marzo de 2024. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de MM\$89 al 31 de marzo de 2025 y de MM\$82 al 31 de marzo de 2024.

Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

La deuda financiera de Edelmag a nivel consolidado, al 31 de marzo de 2025, se ha estructurado en un 91% a corto plazo, mediante créditos bancarios (capital vigente adeudado). 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 del negocio en que participa Edelmag.

Riesgo de crédito deudores comerciales

En la actividad de distribución de electricidad el riesgo de crédito es históricamente bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la Ley.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

Cabe mencionar, que el aumento en la rotación de cuentas por cobrar se vio afectada principalmente por el retraso de la publicación de las tarifas definitivas del Valor Agregado de Distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024. Lo anterior sumado al mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas.

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 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruya las respectivas reliquidaciones.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya ha sido 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 (CNE) 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 CNE 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 CNE 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 ese mismo año. Posteriormente, el 25 de junio de 2024, el consultor entregó a la CNE 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. Finalmente, 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, luego de las observaciones realizadas por el Comité de Supervisión, se encuentra en revisión por parte del consultor.
- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026. El 4 de septiembre de 2023, Edelmag formalizó a la 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 CNE. 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 de 2023, tras lo cual, el 12 de enero de 2024, la 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.

- 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 complementarán 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 Tesorería General de la República (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 CNE en reemplazo de estudio empresa; ajustes en la Equidad Tarifaria Residencial en beneficio de clientes de los Sistemas Medianos); 4) Introducir incentivos a generación renovable y 5) Aumento en la participación ciudadana.

- 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 de 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

Los riesgos medioambientales, se presentan principalmente en el segmento de 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 no superen los máximos permitidos por la autoridad, según se expresa en el Decreto N°38/2012, Establece Norma de Emisión de Ruidos Generados por Fuentes que Indica, Decreto N°13/2011, Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, respectivamente, Decreto N°12/2022, Establece Norma Primaria de Calidad Ambiental para Material Particulado Respirable MP10, 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, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. 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

La transición energética que se ha registrado en Magallanes desde el año 2015 con la incorporación de energías renovables, a través de dos proyectos eólicos de terceros ubicados en Punta Arenas, no ha tenido gran impacto para la compañía, debido a que los costos del gas natural continúan siendo los más competitivos dentro las distintas alternativas energéticas que se presentan en los correspondientes estudios tarifarios, condición sobre la cual no se proyectan cambios a mediano plazo.

Por otro lado, las condiciones climáticas en la zona de concesión de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. al igual que en otros puntos del país, 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 condiciones 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 Sociedad 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, Empresa Eléctrica de Magallanes 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 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, Edelmag 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.