

ANÁLISIS RAZONADO

Por el período terminado al 31 de marzo de 2026

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

1. RESUMEN

- La utilidad a marzo de 2026 alcanzó los MM\$2.892, superior en MM\$584 a la utilidad de MM\$2.308 registrada al cierre del mismo período del año anterior.
- A nivel operacional, el EBITDA acumulado a marzo de 2026 alcanzó los MM\$5.415, mayor en MM\$468 respecto a lo registrado al cierre de marzo del año anterior. La variación se explica por un menor efecto negativo de costos operacionales y otros ingresos y egresos por MM\$226, un mayor margen de servicios asociados por MM\$210 y un mayor margen de energía por MM\$32.

Estado de Resultados MM\$	mar.-26	mar.-25	Var. mar.-26/mar.-25 MM\$ %	
EBITDA	5.415	4.947	468	9,5 %
Resultado de explotación	3.575	3.388	187	5,5 %
Resultado antes de impuestos	3.962	3.108	854	27,5 %
Impuesto a las ganancias	(1.070)	(800)	(270)	-33,7 %
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	2.892	2.308	584	25,3 %

- Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 82,6 GWh, con un aumento de 3,69% respecto al período del 2025. Este aumento se explica principalmente por un crecimiento en las ventas a clientes residenciales del 5,58% en comparación al cierre de marzo de 2025. Además, para la energía operada, que incluye los clientes libres, se observa un aumento de 3,69%, alcanzando a 84,6 GWh.
- En cuanto al nivel de pérdidas, este se encuentra en 7,47%, inferior a lo registrado en marzo de 2025, en el cual alcanzaba un 8,61%. Esta disminución se relaciona principalmente al plan de reducción de pérdidas de energía implementado por la compañía durante el 2025-2026, consistente en una mayor actividad en terreno para detección de fraude y equipos medidores defectuosos.
- El número de clientes registró un aumento de 3,36% respecto a marzo de 2025, alcanzando un total de 75.104 clientes en la región de Magallanes.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de marzo de 2026, la Sociedad registró una utilidad después de impuestos de MM\$2.892, la cual es superior respecto a la utilidad obtenida al cierre del ejercicio del año anterior en MM\$584.

Estado de Resultados MM\$	mar.-26	mar.-25	Var. mar.-26/mar.-25 MM\$ %	
Margen de energía	8.613	8.580	32	0,4 %
Margen de servicios asociados	552	342	210	61,5 %
Costos operacionales y otros ingresos y egresos	(3.749)	(3.975)	226	5,7 %
EBITDA	5.415	4.947	468	9,5 %
Depreciación y amortizaciones	(1.840)	(1.560)	(281)	-18,0 %
Resultado de explotación	3.575	3.388	187	5,5 %
Resultado financiero neto	326	(541)	868	160,3 %
Resultado por unidades de reajuste	16	(10)	26	265,3 %
Diferencia de cambio	44	272	(228)	-83,8 %
Resultado fuera de explotación	387	(280)	666	238,4 %
Resultado antes de impuestos	3.962	3.108	854	27,5 %
Impuesto a las ganancias	(1.070)	(800)	(270)	-33,7 %
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	2.892	2.308	584	25,3 %

A nivel de EBITDA, éste alcanzó MM\$5.415, mayor en MM\$468 en comparación al cierre de marzo de 2025, el cual se atribuye a los siguientes factores:

Mayor margen de energía por MM\$32

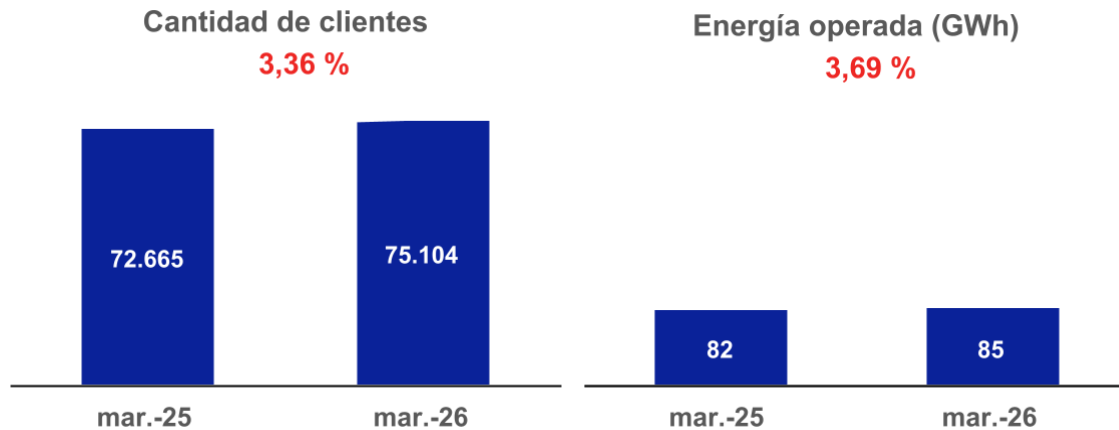
El margen de energía aumentó en MM\$32, explicada principalmente por una mayor indexación tarifaria y mayores ventas físicas. Estos efectos fueron compensados en forma parcial por un mayor costo de combustibles, relacionados a mayores precios y mayor generación.

Mayor margen de servicios asociados por MM\$210

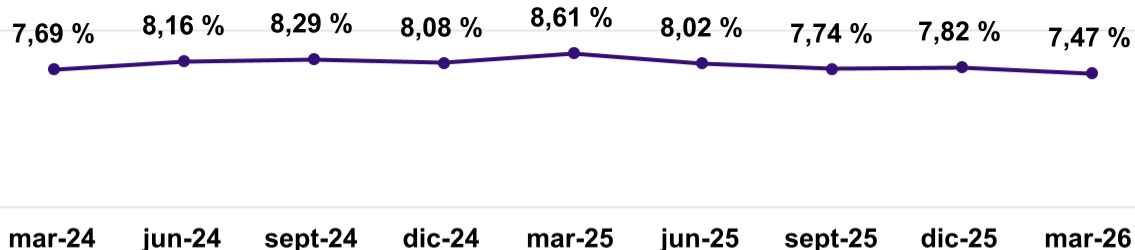
El margen de servicios asociados registró un aumento de MM\$210, el que se explica en su mayoría por mayores intereses moratorios y un mayor margen por obras a terceros.

Menor efecto negativo de costos operacionales y otros ingresos y egresos por MM\$226

El menor efecto negativo de los costos operacionales y otros ingresos y egresos se asocia en general por una menor provisión de incobrables y menores gastos relacionados a servicios generales, siendo compensado parcialmente por mayores gastos comerciales y de servicio al cliente.



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 CGE S.A. Los datos muestran los niveles de pérdida de energía históricos ajustados al nuevo modelo de cálculo.

Depreciación y amortización

La depreciación y amortización del ejercicio presentó un aumento de MM\$281 respecto al mismo período del año anterior, asociado principalmente a una mayor depreciación por horas de uso de las unidades de generación y mayor incorporación de nuevos intangibles.

Resultado de explotación

El resultado de explotación aumenta en MM\$187 en relación con el período del año anterior, debido principalmente al aumento del EBITDA y compensado parcialmente por el aumento de la depreciación y amortización.

Resultado fuera de explotación

El resultado fuera de explotación presentó una variación positiva de MM\$666 con respecto al mismo período del año anterior, el que se debe mayormente a los siguientes factores:

- Una variación positiva del resultado financiero neto en MM\$868, el cual se asocia principalmente al incremento de otros ingresos financieros por MM\$712, debido al reconocimiento de intereses asociados a los saldos por cobrar del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2020-2024 y del mecanismo de estabilización de tarifas eléctricas. Lo anterior, sumado a menores gastos por préstamos bancarios por MM\$125, explicados por una menor tasa de interés y menor deuda promedio en comparación al mismo período del año anterior.
- La variación positiva del resultado por unidades de reajuste por MM\$26, relacionados en su mayoría a la corrección monetaria de activos por impuestos por MM\$15, además del impacto de un menor aumento de la UF sobre pasivos por arrendamientos por MM\$10 en comparación con el período anterior.
- El efecto negativo por diferencia de cambio por MM\$228, explicado en su principalmente por el impacto del aumento del tipo de cambio sobre la deuda financiera denominada en dólares por MM\$1.649. Lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto positivo de MM\$1.401 sobre las cuentas por cobrar y pagar en dólares, referentes al mecanismo de estabilización de precios de generación de energía eléctrica.

Impuesto a las Ganancias

El mayor gasto por impuestos de MM\$270 que presenta el ejercicio al cierre de marzo de 2026, se debe en gran medida al mayor resultado antes de impuesto obtenido durante el período, además de un menor efecto de corrección monetaria con respecto al cierre de marzo del año anterior.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos MM\$	mar.-26	dic.-25	Var. mar.-26/dic.-25 MM\$ %	
Activos Corrientes				
Efectivo y equivalente al efectivo	483	477	6	1,2 %
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	16.623	15.737	885	5,6 %
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2.672	965	1.707	176,8 %
Otros activos corrientes	4.701	5.315	(614)	-11,6 %
Total activos corrientes	24.479	22.495	1.984	8,8 %
Activos no corrientes				
Cuentas por cobrar	29.519	30.041	(523)	-1,7 %
Propiedades, plantas y equipos	59.125	59.998	(873)	-1,5 %
Otros activos no corrientes	2.448	2.542	(93)	-3,7 %
Total activos no corrientes	91.092	92.581	(1.489)	-1,6 %
Total activos	115.571	115.077	495	0,4 %

Como se observa en el cuadro anterior, el total activos presenta un aumento de MM\$495 a marzo de 2026 respecto a diciembre de 2025, lo que obedece a lo siguiente:

Aumento de Activos corrientes por MM\$1.984

El aumento de los activos corrientes se explica principalmente por el aumento de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por MM\$1.707, lo que obedece mayormente al incremento del saldo acreedor asociado al cashpooling que mantiene la compañía con su relacionada CGE S.A. Lo anterior, sumado al aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$885, lo que corresponde en gran medida al traspaso de saldos asociados al VAD 2020-2024 del largo al corto plazo. Estos efectos se encuentran compensados por una disminución de otros activos corrientes por MM\$614, relacionado mayormente a la reducción de activos por impuestos durante el período.

Disminución de Activos no corrientes por MM\$1.489

La disminución de los activos no corrientes obedece principalmente a la reducción de propiedades, plantas y equipos por MM\$873, la cual se explica en su mayoría por la depreciación del período, siendo compensada en forma parcial por las adiciones al activo fijo. Lo anterior, sumado a las menores cuentas por cobrar por MM\$523, asociadas principalmente al traspaso al corto plazo de saldos relacionados con el VAD 2020-2024.

Pasivos y Patrimonio

Pasivos MM\$	mar.-26	dic.-25	Var. mar.-26/dic.-25 MM\$ %	
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	29.477	30.721	(1.244)	-4,0 %
Cuentas por pagar a relacionadas	220	189	31	16,3 %
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.803	13.711	(2.908)	-21,2 %
Otros pasivos no financieros	721	780	(59)	-7,6 %
Total pasivo corriente	41.221	45.402	(4.180)	-9,2 %
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	3.824	2.200	1.624	73,8 %
Cuentas por pagar	4.219	4.161	58	1,4 %
Pasivos por impuestos diferidos	13.510	13.426	84	0,6 %
Otros pasivos no financieros	2.971	2.927	45	1,5 %
Total pasivo no corriente	24.525	22.713	1.812	8,0 %
Total pasivos	65.746	68.115	(2.369)	-3,5 %
Patrimonio	49.825	46.962	2.864	6,1 %
Total Pasivos y patrimonio	115.571	115.077	495	0,4 %

El total pasivos y patrimonio al 31 de marzo de 2026 aumentó en MM\$495 respecto a diciembre de 2025, lo cual se explica por:

Disminución de pasivos corrientes por MM\$4.180

Esta disminución se relaciona principalmente a la reducción de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$2.908, explicados en gran medida por menores obligaciones con proveedores no energéticos. Además, los menores pasivos corrientes se explican por la reducción de pasivos financieros por MM\$1.244, el cual obedece mayormente al traspaso de deuda financiera de corto al largo plazo.

Aumento de pasivos no corrientes por MM\$1.812

El aumento se relaciona en su mayoría al incremento de los pasivos financieros por MM\$1.624, asociado principalmente al traspaso de deuda de corto al largo plazo. Lo anterior, sumado a los mayores pasivos por impuestos diferidos por MM\$84, explicado principalmente por diferencias temporarias de impuestos asociadas a cuentas por cobrar.

Aumento de Patrimonio de MM\$2.864

El patrimonio neto experimentó un aumento de MM\$2.864, asociado principalmente a la utilidad del período.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo MM\$	mar.-26	mar.-25	Var. mar.-26/mar.-25	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	2.925	3.310	(385)	-11,6 %
Flujo originado por actividades de inversión	(2.437)	(935)	(1.502)	-160,6 %
Flujo originado por actividades de financiamiento	(476)	(681)	205	30,1 %
Flujo neto total del período	11	1.694	(1.682)	-99,3 %
Efectos sobre la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(5)	(26)	21	79,3 %
Saldo inicial de efectivo	477	665	(188)	-28,2 %
Saldo final	483	2.333	(1.849)	-79,3 %

La Sociedad al 31 de marzo de 2026 registró un flujo positivo de MM\$11, inferior en MM\$1.682 al flujo neto generado durante el mismo período del año anterior.

Las principales explicaciones del período concluido recientemente son:

- Disminución del flujo originado por actividades de la operación por MM\$385, explicado principalmente por mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MM\$2.383, además de mayores otros pagos por actividades de operación por MM\$233, relacionados en general al mayor pago de Impuesto al Valor Agregado (IVA) durante el período. Estos efectos se compensaron por mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MM\$2.093.
- Aumento de las salidas de efectivo relacionadas al flujo originado por actividades de inversión por MM\$1.502, explicadas en su mayoría por la salida de flujos por MM\$1.411 que se relacionan al saldo de cashpooling que mantiene la Sociedad con la relacionada CGE S.A., además de menores importes procedentes de subvenciones del gobierno por MM\$84.
- Aumento del flujo originado por actividades de financiamiento por MM\$205 en comparación con el mismo período del año anterior, explicado principalmente por menores pagos de intereses bancarios, producto de una menor tasa de interés y menores niveles de deuda.

5. INDICADORES FINANCIEROS

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

Indicadores		Unidad	mar.-26	dic.-25	Var %
Liquidez	Liquidez corriente	Veces	0,6	0,5	19,9 %
	Rotación cuentas por cobrar	Días	219	219	-0,1 %
Endeudamiento	Pasivo total / Patrimonio neto	Veces	1,3	1,5	-9,0 %
	Deuda financiera / Patrimonio neto	Veces	0,7	0,7	-4,7 %
	Deuda financiera neta ⁽³⁾ / EBITDA*	Veces	1,3	1,4	-0,8 %
	Cobertura de gastos financieros netos ⁽⁴⁾	Veces	46,5	17,2	170,8 %
Composición de pasivos	Pasivo corto plazo / Pasivo total	%	62,7	66,7	-5,9 %
	Pasivo largo plazo / Pasivo total	%	37,3	33,3	11,9 %
	Deuda bancaria / Pasivo total	%	50,7	48,3	4,8 %
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio ⁽¹⁾ *	%	24,2	24,4	-0,9 %
	Rentabilidad del activo ⁽²⁾ *	%	10,4	10,0	4,6 %
	EBITDA* / Activo Fijo	%	41,3	39,9	3,5 %
	EBITDA* / Activo Total	%	21,1	20,8	1,5 %
	EBITDA 12 meses	MM\$	24.392	23.924	2,0 %

⁽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.

*(últimos 12 meses)

Liquidez:

El indicador de liquidez corriente aumentó un 19,9% respecto a diciembre de 2025, debido a la disminución de los pasivos corrientes y un aumento de los activos corrientes, ambos explicados anteriormente.

Endeudamiento:

El indicador de cobertura de gastos financieros netos aumentó un 170,8% en comparación a diciembre de 2025, debido principalmente a la disminución de los gastos financieros en comparación a diciembre 2025. Por su parte, la razón Pasivo total/Patrimonio neto se redujo un 9,0% en relación al ejercicio del año anterior, explicado por el aumento del patrimonio neto y la disminución de los pasivos totales. Mientras que el ratio Deuda financiera neta/EBITDA disminuyó por el aumento del EBITDA explicado anteriormente.

Rentabilidad:

Con respecto a los indicadores de rentabilidad, la disminución de la rentabilidad del patrimonio se debe al mayor aumento del patrimonio en el período con respecto al resultado atribuible a los propietarios de la controladora a 12 meses, mientras que la variación positiva de los indicadores EBITDA/Activo Total y del EBITDA/Activo Fijo se explican principalmente por el aumento del EBITDA del período.

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 75.104 clientes al 31 de marzo de 2026.

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 121,8 MW.

Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 82,6 GWh, con un aumento de 3,69% respecto al mismo período del 2025. Este aumento se explica por un crecimiento en las ventas a clientes residenciales del 5,58% en comparación al cierre de marzo de 2025. Además, para la energía operada, que incluye los clientes libres, se observa un aumento de 3,69% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando a 84,6 GWh.

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 2026, la deuda financiera se encuentra en un 32,40% denominada en pesos mientras que el 67,60% se encuentra denominada en dólares (al 31 de diciembre de 2025 la deuda en dólares representaba un 67,22%), deuda en dólar 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 afectada al riesgo de variación de la unidad de fomento producto de la deuda financiera.

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 de MM\$225 en el resultado financiero de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. y un impacto negativo de MM\$221 al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, se estima un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio. Cabe mencionar que este impacto compensará en gran medida 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 2026, la deuda financiera de la Sociedad se estructura en un 87,91% a tasa variable, y en un 100% con respecto al ejercicio terminado al 31 de marzo de 2025. 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\$73 al 31 de marzo de 2026 y de MM\$89 al 31 de marzo de 2025.

Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

La deuda financiera de Edelmag a nivel consolidado (capital vigente adeudado), al 31 de marzo de 2026, se ha estructurado en un 88,43% a corto plazo, mediante créditos bancarios (al 31 de diciembre de 2025 fue de 93,26%). 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 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.

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.
- El 9 de abril de 2025, fue publicado el Decreto N° 5T-2024 - del Ministerio de Energía - que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados.
- Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 37613-2026, comunicó los plazos, forma y condiciones en que las empresas deberán abonar o cargar el valor de las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del decreto tarifario 2020-2024 (Decreto N° 5T-2024), de acuerdo a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Según lo instruido por la SEC, el proceso de reliquidación se realizará bajo las siguientes condiciones:
 - Saldos a cobrar a clientes (cargos): deberán dividirse en 48 cuotas mensuales, pudiendo ampliarse hasta 60 cuotas cuando la cuota mensual supere el 20% del valor promedio de las boletas del año 2025.
 - Saldos a favor de clientes (abonos): deberán devolverse en un máximo de 12 cuotas mensuales.
 - Los cargos o abonos deberán comenzar a reflejarse en las boletas emitidas a partir de abril de 2026.
 - Las empresas deberán informar a la SEC, antes del 25 de febrero de 2026, el detalle individual de los montos de deuda o abono y su respectiva cuota mensual.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 38341-2026, de fecha 27 de marzo de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras aplazar el cobro de la reliquidación del Decreto N° 5T-2024 hasta el 1 de julio 2026.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 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. Posteriormente, 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, considerando las observaciones entregadas por el Comité de Supervisor y las empresas distribuidoras, el 16 de enero de 2025 y 21 de marzo de 2025. El 14 de abril de 2025 el Comité aprobó solicitar a INECON una nueva versión del Informe Final Definitivo, insistiendo en 9 de las 35 observaciones que se habían presentado respecto de la anterior versión y agregando 8 nuevas observaciones, propuestas por la CNE. El 4 de septiembre de 2025 la Comisión comunicó a las empresas una nueva versión corregida del Informe Final Definitivo de INECON, que incluye las correcciones solicitadas por el Comité Supervisor.
- El 10 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico Preliminar asociado al Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 2024-2028, respecto del cual las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de noviembre de 2025. El 23 de diciembre de 2025, mediante el Oficio Ordinario 1190, la CNE comunicó que emitirá una nueva versión corregida del Informe Técnico Preliminar durante enero 2026. El 30 de enero de 2026, la CNE publicó la nueva versión del Informe Técnico Preliminar respecto del cual las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 27 de febrero de 2026. A la fecha la Comisión se encuentra en revisión de las mencionadas observaciones y en la elaboración del Informe Técnico Corregido.
- Respecto al proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuatrienio 2022-2026, el 4 de julio de 2025 fue publicado el Decreto 8T-2024 del Ministerio de Energía, que fija los respectivos precios de generación y transmisión, con lo que se cierra el proceso para el cuatrienio 2022-2026.

A la fecha, se encuentra pendiente el proceso de reliquidación correspondiente al Decreto 8T-2024 el cual se origina debido a que, si bien el decreto fue publicado en julio de 2025, las tarifas que establece tienen efecto retroactivo desde el año 2022.

- El día 11 de agosto de 2025, mediante Resolución Exenta N° 470, la Comisión Nacional de Energía aprobó las bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams,

Cochamó, y Hornopirén, para el cuadrienio 2026-2030, con la que se dio inicio al Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos. El 22 de enero de 2026, mediante la Resolución Exenta N°28, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Definitivas para la realización de estos estudios de los Sistemas Medianos mencionados. El 06 de febrero de 2026, EDELMAG y EDELAYSEN interpusieron discrepancias por estas Bases Definitivas, que a esta fecha aún no están resueltas por el Panel de Expertos.

- 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 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 período 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 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (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 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 Tesorería General de la República 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 N° 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 Tesorería General de la República (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 ejercicios 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 US\$ 120 millones 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 Comisión Nacional de Energía en reemplazo de estudio empresa; ajustes en Equidad Tarifaria Residencial (ETR) en beneficio de clientes de Sistemas Medianos); 4) Introducir incentivos a generación renovable; y 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° 9 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.

La iniciativa presentada por el Ejecutivo fue aprobada en la sesión N° 128 de la Comisión de Minería y Energía, y posteriormente despachada a la Comisión de Hacienda, la que en sesión del 8 de julio de 2025 la remitió a la Sala para votación. Luego, con fecha 15 de julio de 2025, la modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos fue respaldada por la Cámara de Diputados con 106 votos favorables, siendo remitida al Senado de la República para continuar su tramitación, mediante el Oficio N° 20.658.

Con fecha 13 de febrero de 2026, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.804, que perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo proyecto correspondió al Boletín N.º 16.627-08.

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. Para hacer seguimiento, se mantiene un adecuado monitoreo anual de los niveles de emisión, respecto de lo indicado en el Decreto N°38/2012, Establece Norma de Emisión de Ruidos Generados por Fuentes que Indica y el Decreto N°13/2011, Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. Por su parte, la calidad de aire se monitorea en relación con los máximos permitidos señalados en el Decreto N°12/2011, Establece Norma Primaria de Calidad Ambiental para Material Particulado Fino Respirable MP2,5 Decreto N°12/2022, Establece Norma Primaria de Calidad Ambiental para Material Particulado Respirable MP10, Decreto N°N°40/2024, 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 éstos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 148/2004 que 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.