
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE NATURGY CHILE S.A. Por el periodo terminado al 31 de marzo de 2026

La siguiente sección tiene por objeto analizar los estados financieros consolidados de Naturgy Chile S.A., en adelante “Naturgy Chile”, para el periodo terminado al 31 de marzo 2026 y explicar las principales variaciones ocurridas respecto al periodo comparativo correspondiente.

1.- RESUMEN DEL PERIODO

Resultados

- Al 31 de marzo 2026, el EBITDA consolidado de Naturgy Chile fue de MM\$51.312. La utilidad atribuible a los propietarios de la controladora es de MM\$17.482, mientras que las inversiones consolidadas de la Compañía ascendieron a MM\$10.825.
- El endeudamiento medido como Deuda financiera neta / EBITDA se ubicó en 1,1 veces.

Datos Operacionales

Al 31 de marzo 2026, las ventas físicas de la filial Metrogas alcanzaron 174 millones de m³, un 3,8% menor a la venta acumulada al 31 de marzo de 2025. En tanto, la filial Gas Sur, que distribuye gas natural a clientes residenciales y comerciales en la Región del Biobío, generó una venta de 5 millones de m³ al 31 de marzo 2026, un 19,1% mayor a la demanda del mismo periodo del año anterior.

Por su parte, las ventas realizadas por el sector comercialización a compañías distintas a Metrogas y Gas Sur alcanzaron los 99 millones de m³, cifra 30,0% mayor a los 76 millones de m³ registrados a marzo del año anterior.

Al 31 de marzo 2026, el número de clientes de Naturgy Chile en el sector gas natural en nuestro país alcanzó los 993 mil¹, cifra 0,4% superior al cierre del año 2025.

Negocios Internacionales

En Argentina, Gasoducto del Pacífico S.A. (Argentina) tiene una extensión de 299 kilómetros y cuenta con una planta compresora de 15.400 HP para el transporte local hacia dicho país. Durante el primer trimestre de 2026, se transportaron 416 millones de m³ de gas natural al mercado argentino y 77 millones de m³ al mercado chileno.

Las sociedades con control conjunto Naturgy NOA S.A. (Naturgy NOA) y Gasmarket S.A. (Gasmarket), distribuyen gas natural en las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero, cubriendo la demanda de clientes residenciales, comerciales e industriales, cuyas ventas físicas al 31 de marzo 2026 alcanzaron los 491 millones de m³, cifra un 11,0% menor a su equivalente del año anterior. Asimismo, al 31 de marzo 2026, el número de clientes alcanzó los 586 mil.

¹ Incluye clientes residenciales abastecidos a través de una central térmica.

2.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Los resultados consolidados de la Sociedad consideran los negocios en que participa a través de sus empresas relacionadas: distribución, aprovisionamiento y transporte de gas natural.

Estado de Resultados NATURGY CHILE GAS NATURAL MM\$	31-03-2026	31-03-2025	Var. mar-26/mar-25	
			MM\$	%
Ingresos de Operación ⁽¹⁾	157.431	167.984	(10.553)	-6,3%
Costos de Operación ⁽²⁾	(123.480)	(135.061)	11.581	-8,6%
EBITDA	51.312	49.763	1.549	3,1%
Depreciación y amortizaciones	(17.361)	(16.840)	(522)	3,1%
Resultado de explotación	33.951	32.923	1.028	3,1%
Gasto financiero neto	(5.687)	(1.500)	(4.187)	-279,2%
Resultado por unidades de reajuste	(452)	(1.664)	1.212	-72,8%
Diferencias de cambio	361	4.935	(4.574)	-92,7%
Otros ingresos y egresos	(62)	19.694	(19.756)	-100,3%
Participación en ganancia (pérdida) de empresas asociadas	7.876	10.804	(2.928)	-27,1%
Resultado fuera de explotación	2.036	32.269	(30.233)	-93,7%
Resultado antes de impuestos	35.987	65.192	(29.206)	-44,8%
Gastos por Impuestos a las ganancias	(6.648)	(16.504)	9.855	-59,7%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	17.482	28.883	(11.401)	-39,5%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	11.857	19.806	(7.949)	-40,1%
Ganancia (pérdida)	29.339	48.689	(19.350)	-39,7%

⁽¹⁾ Ingresos de Operación = Ingresos de actividades ordinarias + Otros ingresos, por función

⁽²⁾ Costos de Operación = Costo de ventas + Gasto de administración + Otros gastos, por función

Resultado de explotación

Al 31 de marzo 2026, el Resultado de explotación alcanzó a MM\$33.951, lo que representa un aumento de 3,1% respecto del mismo periodo de 2025, explicado principalmente por el mayor EBITDA por MM\$1.549.

Resultado fuera de explotación

Respecto al Resultado fuera de explotación, se obtuvo una menor utilidad de MM\$30.233 respecto a lo registrado en el mismo período de 2025, explicado principalmente por el efecto no recurrente registrado en dicho año, asociado al acuerdo que puso término a los juicios con TGN en la empresa Metrogas, el cual generó un efecto financiero de MMUS\$20 antes de impuestos. A ello se suman mayores gastos financieros y un menor resultado en diferencias de cambio en 2026.

Resultado antes de impuestos

Al 31 de marzo 2026, la Sociedad registró Resultado antes de impuestos de MM\$35.987, que se compara negativamente con los MM\$65.192 registrados a marzo 2025.

Impuesto a las ganancias

Al 31 de marzo 2026, el Impuesto a las ganancias presenta una disminución con relación al mismo periodo del año anterior de MM\$9.855, producto de la menor utilidad del periodo.

3.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN POR SECTOR

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Distribución		Sector Comercialización		Sector Inversiones		Ajustes Consolidación		Consolidado	
	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25	mar.-26	mar.-25
Ingresos de Operación ⁽¹⁾	122.097	133.602	110.587	122.076	-	-	(75.253)	(87.694)	157.431	167.984
Costos de Operación (2)	(97.632)	(114.030)	(83.547)	(91.745)	(193)	(141)	75.253	87.694	(106.119)	(118.221)
EBITDA (3)	24.466	19.572	27.040	30.331	(193)	(141)	-	-	51.312	49.763
Variación	4.894		(3.292)		(52)		-		1.549	
Depreciación y Amortizaciones	(12.824)	(12.109)	(3.574)	(3.766)	(964)	(964)	-	-	(17.361)	(16.840)
Resultado de Explotación (4)	11.642	7.463	23.466	26.565	(1.157)	(1.105)	-	-	33.951	32.923
Variación	4.179		(3.099)		(52)		-		1.028	

(1) Ingresos de Operación = Ingresos de actividades ordinarias + Otros ingresos, por función

(2) Costos de Operación = Costo de ventas + Gasto de administración + Otros gastos, por función, descontando la Depreciación y Amortización

(3) EBITDA = Ingresos de Operación (1) + Costos de Operación (2)

(4) Resultado de Explotación = (3) + Depreciación y Amortización

El EBITDA del sector distribución, conformado por las distribuidoras Gas Sur y Metrogas, aumentó MM\$4.894 con respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por el mayor resultado operacional de la filial Metrogas.

El EBITDA del sector comercialización y transporte, conformado por las sociedades Gas Pacífico Argentina, Gas Pacífico Chile, Innergy Holdings, AGESA y los negocios internacionales, registró una disminución de MM\$3.292 con respecto al mismo periodo del año anterior.

El EBITDA del sector inversiones no presentó variaciones significativas durante el período.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos	mar.-26	dic.-25	Var. mar-26/dic-25	
			MM\$	%
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	199.327	174.953	24.375	13,9%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	100.411	93.253	7.158	7,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	9.300	20.308	(11.008)	-54,2%
Otros activos corrientes	36.210	32.957	3.253	9,9%
Activos Corrientes	345.248	321.471	23.778	7,4%
Activos No Corrientes				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	114.998	110.373	4.625	4,2%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	682.941	683.363	(422)	-0,1%
Plusvalía	54.182	54.182	-	0,0%
Propiedades Plantas y Equipos	1.517.164	1.520.399	(3.234)	-0,2%
Otros Activos no Corrientes	28.345	29.504	(1.159)	-3,9%
Activos No Corrientes	2.397.630	2.397.820	(190)	0,0%
Total Activos	2.742.879	2.719.291	23.588	0,9%

Al 31 de marzo 2026, el Total Activos presenta un aumento de MM\$23.588 con respecto a diciembre de 2025, explicado principalmente por las siguientes variaciones:

- El aumento de Activos Corrientes por MM\$23.778 es resultado principalmente de:
 - (i) El aumento de Efectivo y Equivalente al Efectivo por MM\$24.375.
 - (ii) El aumento de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar por MM\$7.158.
 - (iii) La disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas por MM\$11.008, explicada principalmente por la disminución de dicha cuenta en GNL Chile S.A.
 - (iv) El aumento de otros activos cuentas corrientes por MM\$3.253.

Pasivos	mar.-26	dic.-25	Var. mar-26/dic-25	
			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	229.229	228.227	1.002	0,4%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.625	93.028	(39.403)	-42,4%
Cuentas por pagar a relacionadas	19.543	11.031	8.512	77,2%
Otros pasivos no financieros	43.674	22.680	20.994	92,6%
Pasivos por arrendamientos	2.024	846	1.179	139,4%
Total pasivo corriente	348.096	355.812	(7.717)	-2,2%
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	325.906	324.851	1.055	0,3%
Pasivos por impuestos diferidos	509.699	515.475	(5.776)	-1,1%
Otros pasivos no financieros	4.442	4.350	92	2,1%
Pasivos por arrendamientos	1.650	1.880	(230)	-12,2%
Total pasivo no corriente	841.697	846.556	(4.859)	-0,6%
Total pasivos	1.189.793	1.202.368	(12.575)	-1,0%
Participaciones no Controladoras	569.390	556.087	13.303	2,4%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	983.696	960.836	22.860	2,4%
Patrimonio	1.553.086	1.516.922	36.163	2,4%
Total Pasivos y patrimonio	2.742.879	2.719.291	23.588	0,9%

El Total Pasivos y Patrimonio presenta una disminución de MM\$23.588 con respecto a diciembre de 2025, explicado principalmente por las siguientes variaciones:

- El Total de Pasivos disminuyó en MM\$12.575, debido a:
 - (i) El incremento en Pasivos financieros corrientes y no corrientes por MM\$2.058.
 - (ii) El incremento de Otros pasivos no financieros corrientes por MM\$20.994, principalmente en Metrogas por el ingreso anticipado de los clientes por la promoción de las “Metrobolsas”.
 - (iii) El incremento en Cuentas por pagar relacionadas por MM\$8.512 explicada principalmente por la disminución de dicha cuenta en GNL Chile S.A.
 - (iv) La disminución de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$39.403 por el pago de la segunda y última cuota del acuerdo que puso término de los juicios con TGN en la filial Metrogas.
 - (v) La disminución en Pasivos por impuestos diferidos por MM\$5.776.
- El Patrimonio presentó un aumento de MM\$36.163 por la utilidad del periodo.

5.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo MM\$	31-03-2026	31-03-2025	Var. mar-26/mar-25	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	29.212	(4.917)	34.129	-694,1%
Flujo originado por actividades de inversión	(1.985)	(8.455)	6.470	-76,5%
Flujo originado por actividades de financiamiento	(2.897)	(8.198)	5.302	-64,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	44	(5.464)	5.508	-100,8%
Flujo neto total del período	24.375	(27.035)	51.409	-190,2%
Saldo inicial de efectivo	174.953	226.730	(51.778)	-22,8%
Saldo final	199.327	199.696	(369)	-0,2%

Al 31 de marzo 2026, se registró un flujo positivo de MM\$199.327, monto parecido al flujo generado en el mismo periodo del año anterior. Esto es a consecuencia de:

- El aumento de MM\$34.129 en el flujo originado por actividades de la operación se explica principalmente por el menor pago de la segunda cuota a TGN por parte de la filial Metrogas, en comparación con la primera cuota pagada en marzo de 2025, en el marco del acuerdo que puso término a los juicios con dicha empresa, así como por menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.
- La disminución en el Flujo asociado a las actividades de inversión por MM\$6.470, por mayores dividendos recibidos.
- El aumento en el Flujo asociado a las actividades de financiamiento por MM\$5.302, por disminuciones de capitales realizadas en 2025.
- El aumento en los Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y el equivalente al efectivo por MM\$5.508.
- La disminución de Saldo inicial de efectivo por MM\$51.778.

6.- PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS

A continuación, se presentan los principales indicadores financieros de la Compañía al 31 de marzo 2026 en comparación con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025:

Indicadores		Unidad	31-03-2026	31-12-2025	Var %
Liquidez	(1) Liquidez corriente	Veces	1,0	0,9	9,8%
	(2) Razón ácida	Veces	1,0	0,9	9,7%
Endeudamiento	(3) Pasivo Total/ Patrimonio neto	Veces	0,8	0,8	-3,4%
	(4) Deuda financiera neta / Patrimonio neto	Veces	0,2	0,2	-8,1%
	(5) Deuda financiera neta / Ebitda	Veces	1,1	1,1	-6,3%
	(6) Cobertura de gastos financieros netos	Veces	17,5	22,3	-21,7%
Composición de pasivos	(7) Pasivo corto plazo / Pasivo total	%	29,3	29,6	-1,1%
	(8) Pasivo largo plazo / Pasivo total	%	70,7	70,4	0,5%
	(9) Deuda bancaria / Pasivo total	%	24,1	23,7	1,7%
	(10) Obligaciones con el público / Pasivo total	%	22,4	21,9	2,7%
Rentabilidad	(11) Rentabilidad del patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	%	8,1	9,2	-11,1%
	(12) Resultado operacional / Activo fijo neto	%	17,3	17,2	0,6%

(1) Liquidez corriente se define como los activos corrientes sobre los pasivos corrientes

(2) Razón ácida se define como los activos corrientes menos los inventarios sobre el pasivo corriente

(3) Deuda Total sobre el patrimonio total

(4) Deuda con instituciones financieras menos efectivo y efectivo equivalente sobre el patrimonio total

(5) Deuda con instituciones financieras menos efectivo y efectivo equivalente sobre el Ebitda

(6) Razón de Ebitda sobre [costos financieros menos ingresos financieros]

(7) Porcentaje de deuda con vencimiento en el corto plazo (menor o igual a 1 año) sobre Pasivo Total

(8) Porcentaje de deuda con vencimiento en el largo plazo (mayor a 1 año) sobre Pasivo Total

(9) Razón de deuda bancaria sobre Pasivo total

(10) Razón de obligaciones con el público (Bonos) sobre Pasivo total

(11) Rentabilidad del patrimonio es Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora sobre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

(12) Resultado Operacional sobre Activo Fijo Neto (Activo Fijo Bruto menos Depreciación)

Indicadores de Liquidez

- Los indicadores de liquidez aumentan en relación con lo registrado a diciembre de 2025, principalmente por el mayor activo corriente.

Indicadores de Endeudamiento

- Los indicadores de Pasivo Total sobre Patrimonio y Deuda financiera neta sobre EBITDA disminuyen en 3,4% y 6,3% respecto a diciembre de 2025.

Composición de Pasivos

- El Pasivo corto plazo / Pasivo total disminuye 1,1%.
- El Pasivo largo plazo / Pasivo total aumenta 0,5%.
- La Deuda bancaria / Pasivo total aumenta en 1,7% y las Obligaciones con el público / Pasivo total aumenta 2,7%.

Indicadores de Rentabilidad

- El indicador de Rentabilidad del patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora es menor, principalmente por la menor utilidad del periodo.

7.- ANÁLISIS DE LOS NEGOCIOS

Naturgy Chile S.A. concentra las actividades de comercialización (aprovisionamiento y transporte) y distribución de gas natural en Chile, industria en la cual posee una presencia significativa; y distribución en cuatro provincias de Argentina, a través de empresas subsidiarias, de control conjunto y asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales, industriales, generadoras eléctricas y distribuidoras de gas, en ambos países.

En el negocio de aprovisionamiento de gas natural en Chile, Naturgy Chile S.A. participa a través de Aprovechadora Global de Energía (AGESA), cuya actividad principal es el suministro de gas a través del Terminal GNL Quintero para su posterior comercialización, gestionando de forma eficiente los riesgos asociados a la variabilidad en el abastecimiento y su relación con la demanda real. Por su parte, Innergy Holdings S.A., atiende a clientes industriales en las regiones de Ñuble y Biobío, con gas natural proveniente de Argentina.

En el negocio de transporte de gas natural, Naturgy Chile S.A. participa en Chile a través de Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. y en Argentina a través de Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. y Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.

En el segmento de distribución de gas natural, Naturgy Chile S.A. participa en Chile a través de sus filiales Metrogas S.A., la que tiene presencia principalmente en las regiones Metropolitana, del Libertador General Bernardo O'Higgins y de Los Lagos; y Gas Sur S.A., que provee a clientes residenciales y comerciales en la Región del Biobío.

En Argentina distribuye gas natural a través de Naturgy NOA S.A. y comercializa gas natural a través de Gasmarket S.A.

Al 31 de marzo 2026, el número total de clientes abastecidos por Metrogas S.A., Gas Sur S.A. e Innergy superó los 993 mil², mientras que Naturgy NOA S.A. provee de gas natural a más de 586 mil clientes en Argentina.

² Incluye clientes residenciales abastecidos a través de una central térmica.

8.- ANÁLISIS DE RIESGO

Naturgy Chile opera en un mercado de servicios básicos, caracterizado por su estabilidad en el tiempo, por lo que no se encuentra expuesta a riesgos significativos en el desarrollo de sus actividades.

8.1 Riesgo de Abastecimiento

El riesgo de abastecimiento para clientes residenciales y comerciales de las empresas distribuidoras de gas natural se encuentra acotado, ya que se cuenta con contratos de largo plazo con proveedores de primer nivel y con acceso al Terminal GNL Quintero a través de AGESA, lo que permite diversificar fuentes de suministro y reducir de manera significativa el riesgo de abastecimiento. El primero de estos contratos consideran, además, disponer de GNL almacenado en estanque. Adicionalmente se importa gas natural desde Argentina en las regiones de la zona central, como en la Región del Biobío.

Adicionalmente a los contratos de abastecimiento de largo plazo, en la Región Metropolitana, Metrogas dispone de un sistema de respaldo de gas natural simulado, el cual puede ser inyectado en las redes en reemplazo del gas natural. Este sistema de respaldo tiene el objeto de asegurar el suministro básico a los clientes residenciales y comerciales durante el tiempo de una potencial contingencia en el suministro.

Cabe señalar, además, que la filial Metrogas puede utilizar parcialmente la capacidad de los gasoductos de Electrogas y Gasoducto GasAndes para almacenar gas natural y con ello contar con dicho combustible para casos de emergencia.

8.2 Riesgo de Demanda

El gas natural corresponde a un bien de consumo básico, cuya demanda para el segmento residencial-comercial es bastante estable en el tiempo y no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura (estacionalidad) y la conveniencia del gas natural en relación con otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectarla.

En relación con el segmento industrial, este se encuentra expuesto a los riesgos de un negocio vinculado a los precios de los combustibles líquidos y gaseosos, cuyos valores tienen un comportamiento que es propio de commodities transados en los mercados internacionales y en menor medida a los ciclos económicos.

8.3 Riesgos Financieros

Los negocios en que participan las empresas de Naturgy Chile corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo. El negocio de distribución cuenta con una estructura de ingresos y costos fundamentalmente en pesos y/o Unidades de Fomento, mientras que AGESA, Innergy Holdings y las empresas de transporte de gas tienen como moneda funcional el dólar americano. A nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Naturgy Chile, en orden de prevenir y mitigar los principales riesgos financieros.

8.3.1 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del 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 los que participa Naturgy Chile.

8.3.2 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 Sociedad al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de marzo 2026, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 42% a tasa variable. 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\$2.344.

8.3.3 Riesgo de Tipo de Cambio e Inflación

En este ámbito, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de los pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. Como se indicó anteriormente, las actividades del negocio de distribución de Naturgy Chile son en su mayor proporción en pesos, en consecuencia, la denominación de la deuda financiera alocada en dichas empresas es en su totalidad en pesos o unidades de fomento, mientras que la deuda de las empresas del negocio de comercialización y transporte se denomina en dólares. De esta forma, a nivel consolidado al 31 de marzo 2026 la deuda financiera fue de 64% en pesos chilenos, 26% en Unidades de Fomento y el 10% restante en moneda extranjera³. De este modo, el riesgo asociado al tipo de cambio es bajo.

Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que, ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de marzo 2026, el resultado antes de impuestos habría disminuido en MM\$1.475⁴ y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

Por otra parte, al 31 de marzo 2026, el valor del dólar observado se ubicó en \$ 927,46, es decir, un 2,2% mayor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2025, fecha en que alcanzó los \$ 907,13.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en dólares que no posee algún instrumento de cobertura asociado, para determinar el efecto marginal en los resultados de Naturgy Chile y sus filiales y subsidiarias a marzo de 2026 debido a la variación de $\pm 1\%$ en el tipo de cambio. Como resultado de esta sensibilización, la utilidad antes de impuesto de Naturgy Chile, en base anual, habría disminuido en MM\$518 ante un alza de un 1% en el valor de tipo de cambio y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de un 1%. Sin perjuicio de esto, es importante recalcar que existe una cobertura natural, dado que los pasivos que se mantienen en dólares están respaldados por parte de los flujos de la Sociedad que también se encuentran denominados en esta misma moneda.

8.4 Riesgo de crédito deudores comerciales

En la actividad de distribución de gas natural, la mayor parte de las ventas corresponde al segmento residencial-comercial, cuya modalidad de pago es principalmente al contado a la fecha de vencimiento del documento tributario respectivo. Asimismo, el Reglamento de Servicios de Gas de Red, establece la facultad de suspender el suministro de gas por falta de pago de las cuentas de consumo. De lo indicado anteriormente, se puede concluir que el riesgo crediticio en este segmento de clientes se encuentra acotado y no es significativo.

8.5 Seguros

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la Sociedad a través de sus filiales mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, personal y riesgos operacionales, estas se resumen en pólizas de

³ Cifras consideran coberturas

⁴ Cifra considera coberturas

responsabilidad civil, daños materiales y pérdida de beneficios, terrorismo, seguros vehiculares, incluido responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles, seguros de accidentes personales, entre otros.

9. Marco Normativo que afecta a su negocio de distribución de gas natural

La Ley que rige actualmente la industria del gas natural es el Decreto con Fuerza de Ley N° 323 de 1931, del Ministerio del Interior, “Ley General de Servicios de Gas”, cuya última modificación corresponde a la Ley N° 20.999 publicada en el Diario Oficial de 9 de febrero de 2017.

El año 2022, el Ejecutivo chileno presentó para su tramitación un Proyecto de Ley destinado al perfeccionamiento del mercado del gas, el cual se encuentra actualmente en el Congreso.

El día 14 de enero de 2026 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 79 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Servicio de Gas de Red, derogando el Decreto Supremo N°67 del año 2004.

Respecto de la normativa aplicable a las inversiones de control conjunto en Argentina, cabe señalar que, mediante el DNU N.º 55/23 y sus normas complementarias, se dispuso la renegociación de la revisión tarifaria integral del sector energético, la cual no fue oportunamente concluida. En este contexto, si bien desde abril de 2024 ENARGAS aprobó distintos cuadros tarifarios transitorios, los incrementos efectivamente aplicados resultaron sensiblemente inferiores a los previstos en los Acuerdos de Adecuación Transitoria de Tarifas (AATT). En particular, entre abril de 2024 y abril de 2025 las tarifas de distribución debieron incrementarse en torno a un 88%, mientras que el ajuste efectivo alcanzó aproximadamente un 24,7%, generando una pérdida significativa del poder adquisitivo de los ingresos regulados y afectando negativamente los resultados proyectados de las sociedades.

Durante 2025, la autoridad regulatoria avanzó en la normalización del esquema tarifario mediante la realización de la Audiencia Pública N.º 106 y la aprobación de la Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT). No obstante, la aplicación gradual de los incrementos derivados de dicho proceso continuó limitando la plena recomposición de los ingresos reales del sector.

En 2026, se aprobaron nuevos cuadros tarifarios y se implementaron ajustes al Requerimiento de Ingresos determinado en la RQT, reduciendo los incrementos originalmente previstos a un 12,26%. Adicionalmente, se introdujeron modificaciones al esquema de ajustes estacionales y se inició un proceso de reconfiguración del sistema de transporte de gas natural, orientado a optimizar la asignación de capacidades. Si bien estas medidas permitieron una mejora parcial respecto de la situación observada en ejercicios anteriores, la recomposición de los ingresos regulados continúa siendo incompleta frente a los efectos inflacionarios acumulados.