ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

CONTENIDO

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función Intermedios
Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Intermedios
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Intermedios
Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

kUSD: Miles de dólares estadounidenses (dólar)

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

INDICE

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificados Intermedios 6

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función Intermedios 8

Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios 9

Estados de Flujos de Efectivo – Directo Intermedios 10

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado 11

NOTA 1 – INFORMACION GENERAL 13

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 14

2.1 Bases de Preparación 14

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF 14

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas 25

2.4 Entidades Filiales 26

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación 26

2.6 Principios de Consolidación 27

2.7 Cambios en las políticas contables materiales 28

2.8 Moneda Funcional y de Presentación 28

2.9 Período Contable 28

2.10 Conversión de Moneda Extranjera 28

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 29

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos 29

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía 30

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes 30

3.4 Activos Intangibles 31

3.5 Deterioro de Activos 31

3.6 Activos arrendados 32

3.7 Instrumentos Financieros 33

3.8 Inventarios 40

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas 41
3.10 Provisiones 41
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente 41
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 42
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos 43
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción 43
3.15 Dividendos 43
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo 44
3.17 Segmentos de Operación 44
3.18 Pasivos y Activos Contingentes 44
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO 45
4.1 Descripción del Negocio 45
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 45
4.3 Tipos de clientes 45
4.4 Principales Activos 46
4.5 Energías Renovables 46
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS 47
5.1 Adquisición de filiales 47
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 48
6.1 Disponible 48
6.2 Depósitos a Plazo 49
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo 50
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 51
NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES 51
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 52
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes 52
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS 56
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia 56
10.2 Personal Clave de la Gerencia 57

10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente 58
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente 58
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes. 59
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes 59
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas 60
NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES 62
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES 63
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE 63
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION 64
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA 66
NOTA 16 – PLUSVALIA 68
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS 69
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO 76
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS 77
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos: 78
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos: 79
19.3 Conciliación Tasa Efectiva 79
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del período 81
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS 81
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA 90
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS 92
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS 95
23.1 Riesgo del Negocio 95
23.2 Riesgos Financieros 97
23.3 Seguros 102
23.4 Clasificación de Riesgo 102
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR 103
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 105
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS 105

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES....106
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS....107
NOTA 29 – PATRIMONIO....108
29.1 Política de Dividendos....108
29.2 Gestión de Capital....109
NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS....109
NOTA 31 – COSTOS DE VENTA....110
NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION....110
NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION....111
NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL....111
NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)....112
NOTA 36 - INGRESOS FINANCIEROS....112
NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS....112
NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO....113
NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION....114
NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS....115
40.1 Garantías Directas....115
40.2 Garantías Indirectas....116
40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros....117
40.4 Restricciones....119
40.5 Otras Contingencias....123
NOTA 41 – DOTACION....125
NOTA 42 – SANCIONES....126
NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE....127
NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES....129
NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES....131
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....132
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA....134

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificados Intermedios, por el período terminado al 30 de septiembre de 2026 (no auditado) y el año terminado al 31 de diciembre de 2025, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	265.832	87.080
Otros activos financieros corrientes	7-21	8.101	11.768
Otros activos no financieros corrientes	8	243.436	236.805
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	207.285	315.875
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	11.032	699
Inventarios corrientes	11	44.019	50.396
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	7.755	8.102
Activos Corrientes, Total		**787.460**	**710.725**
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	37.184	64.206
Otros activos no financieros no corrientes	13	85.585	62.940
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	19.714	18.730
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	127.939	134.385
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	119.053	124.646
Plusvalía	16	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	17	4.276.017	3.907.037
Activos por derecho de uso	18	130.779	112.108
Activos por impuestos diferidos	19	45.920	50.206
Activos No Corrientes, Total		**4.874.975**	**4.507.042**
Activos, Total		**5.662.435**	**5.217.767**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificados Intermedios, por el período terminado al 30 de septiembre de 2026 (no auditado) y el año terminado al 31 de diciembre de 2025, expresados en miles de dólares estadounidenses

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	339.412	177.401
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	4.236	4.743
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	361.211	353.409
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	33.070	53.157
Pasivos por impuestos corrientes	12	1.126	643
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	24.133	26.776
Otros pasivos no financieros corrientes	26	40.995	7.773
Pasivos Corrientes, Total		**804.183**	**623.902**
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	2.174.248	2.287.030
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	108.070	91.787
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	43.770	45.617
Otras provisiones no corrientes	27	269.543	268.737
Pasivo por impuestos diferidos	19	256.116	167.762
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	81	81
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	82	82
Pasivos, No Corrientes, Total		**2.851.910**	**2.861.096**
Total Pasivos		**3.656.093**	**3.484.998**
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias (pérdidas) acumuladas		561.398	282.954
Otras Reservas	29	401.216	406.087
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		**2.006.342**	**1.732.769**
Patrimonio Total		**2.006.342**	**1.732.769**
Patrimonio y Pasivos, Total		**5.662.435**	**5.217.767**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función Intermedios, por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
		2026	2025	2026	2025
		kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	1.569.213	1.598.246	499.216	500.635
Costo de ventas	31	(1.103.011)	(1.177.892)	(352.636)	(385.969)
Ganancia bruta		**466.202**	**420.354**	**146.580**	**114.666**
Otros ingresos	32	13.307	20.494	1.622	12.196
Gastos de administración	33	(39.924)	(42.256)	(16.531)	(14.079)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(1.186)	(748)	1.460	298
Ganancia (Pérdida) por actividades de operación		**438.399**	**397.844**	**133.131**	**113.081**
Ingresos financieros	36	8.624	17.399	2.646	4.155
Costos financieros	37	(73.567)	(92.155)	(26.293)	(30.636)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	6.718	4.399	2.190	1.287
Diferencias de cambio	38	(2.221)	10.478	(11.077)	(3.642)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		**377.953**	**337.965**	**100.597**	**84.245**
Ingreso (gasto) por impuestos, operaciones continuadas	19	(99.509)	(129.515)	(27.054)	(61.273)
Ganancia (Pérdida) procedente de operaciones Continuadas		**278.444**	**208.450**	**73.543**	**22.972**
Ganancia (Pérdida) atribuible a					
Ganancia (Pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		**278.444**	**208.450**	**73.543**	**22.972**
Ganancia (Pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		**0**	**0**	**0**	**0**
Ganancias por Acción					
Ganancia (Pérdida)		**278.444**	**208.450**	**73.543**	**22.972**
Ganancia (Pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	39	USD 0,264	USD 0,198	USD 0,070	USD 0,022

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, expresados en miles de dólares estadounidenses

Otro resultado integral	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Ganancia (pérdida)	**278.444**	**208.450**	**73.543**	**22.972**
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(8.276)	6.034	10.992	318
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	3.405	(3.704)	(1.297)	(83)
Otro resultado integral	**(4.871)**	**2.330**	**9.695**	**235**
Resultado Integral	**273.573**	**210.780**	**83.238**	**23.207**

Resultado Integral atribuible a:				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	273.573	210.780	83.238	23.207
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0	0	0
Resultado Integral Total	**273.573**	**210.780**	**83.238**	**23.207**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Estados de Flujos de Efectivo – Directo Intermedios, por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado Consolidado de Flujos de Efectivo - Directo	Nota	30-09-2026 kUSD	30-09-2025 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.019.291	1.866.923
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.824	0
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.180.895)	(1.136.196)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(67.561)	(66.390)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(29.221)	(35.590)
Otros pagos por actividades de operación		0	(152)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(2.872)	(80.167)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		0	244
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(2.243)	(11.495)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(73.749)	(28.174)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		15	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**674.589**	**509.003**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		38.124	0
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(529.402)	(604.355)
Dividendos recibidos		17.500	0
Intereses recibidos		9.873	11.231
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		0	(148.640)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		0	148.096
Otras entradas (salidas) de Efectivo		(109)	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(464.014)**	**(593.668)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	6.3	336.411	122.012
Pagos de préstamos	6.3	(240.461)	(228.731)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(5.247)	(2.555)
Dividendos pagados	29.1	(65.833)	(53.671)
Intereses pagados	6.3	(55.205)	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(30.335)**	**(162.945)**
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**180.240**	**(247.610)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.488)	1.751
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		**178.752**	**(245.859)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	87.080	498.643
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	**265.832**	**252.784**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto al 30 de septiembre de 2026, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 30 de septiembre de 2026	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2026	1.043.728	406.087	0	282.954	1.732.769	0	1.732.769
Ganancia	0	0	0	278.444	278.444	0	278.444
Otros Resultados Integrales	0	(4.871)	0	0	(4.871)	0	(4.871)
Total Resultados Integrales	**0**	**(4.871)**	**0**	**278.444**	**273.573**	**0**	**273.573**
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	**0**	**(4.871)**	**0**	**278.444**	**273.573**	**0**	**273.573**
Saldo Final Periodo Actual 30-09-2026	**1.043.728**	**401.216**	**0**	**561.398**	**2.006.342**	**0**	**2.006.342**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026 (no auditado)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto al 30 de septiembre de 2025, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 30 de septiembre de 2025	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
	kUSD	Otras Reservas Varias kUSD	Reservas de Conversión kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2025	1.043.728	394.102	0	126.967	1.564.797	0	1.564.797
Ganancia (pérdida)	0	0	0	208.450	208.450	0	208.450
Otros Resultados Integrales	0	2.330	0	0	2.330	0	2.330
Total Resultados Integrales	**0**	**2.330**	**0**	**208.450**	**210.780**	**0**	**210.780**
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	**0**	**2.330**	**0**	**208.450**	**210.780**	**0**	**210.780**
Saldo Final Periodo Anterior 30-09-2025	**1.043.728**	**396.432**	**0**	**335.417**	**1.775.577**	**0**	**1.775.577**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

NOTA 1 – INFORMACION GENERAL

1.1 Información Corporativa

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en adelante EECL, fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Inició sus operaciones con domicilio legal en la ciudad de Antofagasta, con fecha primero de junio de 1981.

El 30 de septiembre de 1983, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el N° 88.006.900-4.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad E.CL S.A. por “ENGIE ENERGIA CHILE S.A.”

El domicilio social y las oficinas principales de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida Isidora Goyenechea N° 2800 Oficinas 1601,1701, 1801, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de ENGIE AUSTRAL S.A. titular de 631.924.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 59,99%, el 40,01% restante es transado en la Bolsa de Comercio de Santiago.

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 30 de septiembre de 2026 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 26 de octubre de 2026. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2025 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 27 de enero de 2026.

Estos Estados Financieros Consolidados Intermedios se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de Preparación

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y Filiales han sido preparados de acuerdo a las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados en esas fechas.

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENGIE ENERGIA CHILE S.A y sus Filiales.

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF

La Compañía aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los períodos que inicien el 1 de enero de 2026 o fecha posterior. La Compañía no ha adoptado en forma anticipada ninguna norma, interpretación o enmienda que habiendo sido emitida aún no haya entrado en vigencia.

a) **Pronunciamientos contables vigentes**

Los siguientes pronunciamientos contables son de aplicación obligatoria a partir del período iniciado el 1 de enero de 2026:

Modificaciones a las Normas de Contabilidad NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación y medición de instrumentos financieros (Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7 – Revisión de post-implementación)	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2026. Se permite adopción anticipada.
Mejoras Anuales a las Normas de Contabilidad NIIF – Volumen 11	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2026. Se permite adopción anticipada.
Contratos referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza (Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2026. Se permite adopción anticipada.

Modificaciones a las Normas de Contabilidad NIIF

Clasificación y medición de instrumentos financieros (Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7 – Revisión de post-implementación)

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) ha publicado, con fecha 30 de mayo de 2024, esta enmienda para abordar asuntos identificados durante la revisión posterior a la implementación de los requerimientos de clasificación y medición de la NIIF 9 Instrumentos Financieros, y sobre los requerimientos de revelación requeridos por NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar.
El IASB publicó modificaciones a la NIIF 9 que abordan los siguientes temas:

- Baja en cuentas de un pasivo financiero liquidado mediante transferencia electrónica
- Clasificación de activos financieros: términos contractuales que son consistentes con un acuerdo de préstamo básico
- Clasificación de activos financieros: activos financieros con características de no recurso
- Clasificación de activos financieros: instrumentos vinculados contractualmente

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

a) **Pronunciamientos contables vigentes (continuación)**

El IASB también publicó las siguientes modificaciones a la NIIF 7:

- Revelaciones: inversiones en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales
- Revelaciones: términos contractuales que podrían cambiar el momento o el monto de los flujos de efectivo contractuales en caso de ocurrencia (o no ocurrencia) de un evento contingente

La necesidad de estas modificaciones se identificó como resultado de la revisión posterior a la implementación del IASB de los requisitos de clasificación y medición de la NIIF 9.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada. Se requiere que una entidad aplique las modificaciones de manera retroactiva, de acuerdo con la NIC 8 *Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores* en sus siguientes estados financieros anuales a menos que se especifique lo contrario. Una entidad no está obligada a reexpresar períodos anteriores.

La Administración está evaluando sus activos y pasivos financieros, incluyendo los criterios de baja de pasivos liquidados mediante sistemas de pago electrónico, los términos contractuales contingentes y la clasificación de activos financieros; también se están evaluando las revelaciones de NIIF 7 sobre términos contractuales que pueden modificar los flujos de efectivo; hasta ahora no se han identificado ajustes materiales de clasificación.

Mejoras anuales a las normas de Contabilidad NIIF — Volumen 11

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) ha publicado el documento "Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF - Volumen 11", el que contiene modificaciones a cinco normas como resultado del proyecto de mejoras anuales del IASB.

El IASB utiliza el proceso de mejoras anuales para realizar modificaciones necesarias, pero no urgentes, a las NIIF que no se incluirán como parte de otro proyecto importante.

El pronunciamiento incluye las siguientes modificaciones:

- NIIF 1 – Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: **Contabilización de coberturas por parte de un adoptante por primera vez.** La modificación aborda una posible confusión que surge de una inconsistencia en la redacción entre el párrafo B6 de la NIIF 1 y los requisitos para la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 Instrumentos financieros.
- NIIF 7 – Instrumentos financieros: Información a revelar: **Ganancia o pérdida por baja en cuentas.** La modificación aborda una posible confusión en el párrafo B38 de la NIIF 7 que surge de una referencia obsoleta a un párrafo que se eliminó de la norma cuando se emitió la NIIF 13 Medición del valor razonable.
- NIIF 7 – Instrumentos financieros: Información a revelar: **Revelación de la diferencia diferida entre el valor razonable y el precio de la transacción.** La modificación aborda una inconsistencia entre el párrafo 28 de la NIIF 7 y su guía de implementación adjunta que surgió cuando se realizó una modificación consecuente resultante de la emisión de la NIIF 13 al párrafo 28, pero no al párrafo correspondiente en la guía de implementación.
- NIIF 7 – Instrumentos financieros: Información a revelar: **Introducción y revelación de información sobre riesgo crediticio.** La modificación aborda una posible confusión al aclarar en el párrafo IG1 que la guía no necesariamente ilustra todos los requisitos de los párrafos a los que se hace referencia en la NIIF 7 y al simplificar algunas explicaciones.
- NIIF 9 – Instrumentos financieros: **Baja de pasivos por arrendamiento por parte del arrendatario.** La modificación aborda una posible falta de claridad en la aplicación de los requisitos de la NIIF 9 para contabilizar la extinción de un pasivo por arrendamiento del arrendatario que surge porque el párrafo 2.1(b)(ii) de la NIIF 9 incluye una referencia cruzada al párrafo 3.3.1, pero no también al párrafo 3.3.3 de la NIIF 9.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

a) **Pronunciamientos contables vigentes (continuación)**

- NIIF 9 – Instrumentos financieros: **Precio de transacción.** La modificación aborda una posible confusión que surge de una referencia en el Apéndice A de la NIIF 9 a la definición de "precio de transacción" de la NIIF 15 Ingresos procedentes de contratos con clientes, mientras que el término "precio de transacción" se utiliza en párrafos concretos de la NIIF 9 con un significado que no es necesariamente coherente con la definición de ese término en la NIIF 15.
- NIIF 10 – Estados financieros consolidados: **Determinación de un "agente de facto".** La modificación aborda una posible confusión que surge de una inconsistencia entre los párrafos B73 y B74 de la NIIF 10 en relación con la determinación por parte de un inversor de si otra parte está actuando en su nombre, al alinear el lenguaje de ambos párrafos.
- NIC 7 – Estado de flujos de efectivo: **Método del costo.** La modificación aborda una posible confusión en la aplicación del párrafo 37 de la NIC 7 que surge del uso del término "método del costo", que ya no está definido en las Normas de Contabilidad NIIF.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite la aplicación anticipada.

La Administración está analizando separadamente las modificaciones a NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7. Las materias aplicables, principalmente la baja de pasivos por arrendamiento, determinadas revelaciones de instrumentos financieros y la evaluación de agente de facto, hasta ahora no se han identificado efectos materiales de reconocimiento o medición.

Contratos referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza *(Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7)*

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) ha publicado modificaciones específicas a NIIF 7 y NIIF 9, para ayudar a las empresas a informar mejor sobre los efectos financieros de los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza, que a menudo se estructuran como acuerdos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés).

Los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza ayudan a las empresas a asegurar su suministro de electricidad a partir de fuentes como la energía eólica y solar. La cantidad de electricidad generada en virtud de estos contratos puede variar en función de factores incontrolables, como las condiciones climáticas. Los requisitos contables actuales pueden no reflejar adecuadamente cómo estos contratos afectan el desempeño de una empresa.

Para permitir que las empresas reflejen mejor estos contratos en los estados financieros, el IASB ha realizado modificaciones específicas a la NIIF 9 Instrumentos financieros y a la NIIF 7 Instrumentos financieros: Información a revelar. Las modificaciones incluyen:

- aclarar la aplicación de los requisitos de "uso propio";
- permitir la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura; y
- agregar nuevos requisitos de divulgación para permitir que los inversores comprendan el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una empresa.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración está realizando un inventario de sus contratos de compra y venta de electricidad dependiente de fuentes naturales y evaluando los criterios de uso propio, contabilidad de cobertura y revelación, una vez finalizado este análisis y si se determinan efectos materiales, se incorporarán las revelaciones requeridas para explicar la naturaleza, exposición y efectos financieros de los contratos dentro del alcance.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes**

Los siguientes pronunciamientos contables emitidos son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2027 y siguientes, y no han sido aplicados en la preparación de estos estados financieros consolidados intermedios. La Sociedad tiene previsto adoptar los pronunciamientos contables que les correspondan en sus respectivas fechas de aplicación y no anticipadamente.

Modificaciones a las Normas de Contabilidad NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Actualización de la NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2027. Se permite adopción anticipada.
NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar (Actualizada)	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2027. Se permite adopción anticipada.
Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria (Modificaciones a la NIC 21)	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2029. Se permite adopción anticipada.
Modificaciones a la Opción de Valor Razonable para Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (Modificaciones a la NIC 28)	Una entidad aplicará las modificaciones al mismo tiempo y sobre la misma base en que aplique la NIIF 18.
Venta o Aportaciones de Activos entre un Inversor y su Asociada o Negocio Conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)	Fecha efectiva diferida indefinidamente. Se permite adopción anticipada.

Modificaciones a las Normas de Contabilidad NIIF

Actualización de la NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ha publicado enmiendas a la Norma Internacional de Información Financiera 19 (NIIF 19) – Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar, con lo cual se completa el proceso de actualización planificado para dicho estándar.

Esta Norma, emitida en mayo de 2024, permite que las subsidiarias elegibles apliquen las NIIF con requisitos de revelación reducidos. Inicialmente contemplaba reducciones para normas emitidas hasta el 28 de febrero de 2021. Sin embargo, con las enmiendas mencionadas, se extiende la aplicación de las NIIF a las siguientes normas y enmiendas (emitidas entre el 28 de febrero de 2021 y el 1 de mayo de 2024):

- El IASB redujo los requisitos de información a revelar al excluir los objetivos de información a revelar relacionados con los acuerdos de financiación con proveedores (enmiendas a la NIC 7 – Estado de flujos de efectivo y a la NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar), la ausencia de convertibilidad (enmiendas a la NIC 21 – Efectos de las variaciones en los tipos de cambio), las normas del modelo del Pilar Dos (enmiendas a la NIC 12 – Impuestos sobre las ganancias), la clasificación y medición de instrumentos financieros y los pasivos no corrientes con covenants (enmiendas a la NIIF 9 – Instrumentos financieros y NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar).
- Redujo los requisitos de información a revelar relacionados con los acuerdos de financiación con proveedores (enmiendas a la NIIF 9 – Instrumentos financieros y NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar).
- Excluyó los requisitos de información a revelar que, de hecho, constituyen una guía, no requisitos.
- Reemplazó los requisitos de información a revelar relacionados con las medidas de rendimiento definidas por la Administración mediante una referencia cruzada a la NIIF 18 - Presentación y revelación en los estados financieros.

Con estas modificaciones, la NIIF 19 incorporará todos los cambios de las NIIF, los cuales son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, fecha en la que comenzará a aplicarse esta Norma. Se permite, también, su aplicación anticipada, siempre que se aplique anticipadamente la NIIF 19 en su conjunto.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

Por último, el IASB también informó que la NIIF 19 será actualizada en adelante cada vez que se emitan o revisen otras Normas de Información Financiera que establezcan requisitos de revelación reducidos, según corresponda, garantizando así su alineación continua con el marco contable.

La NIIF 19 y sus modificaciones serán aplicables desde el 1 de enero de 2027. La Norma no es aplicable a los estados financieros consolidados de la Sociedad, que tiene obligación pública de rendir cuentas.

Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria (Modificaciones a la NIC 21)

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) ha publicado, con fecha 13 de noviembre de 2025, esta enmienda para requerir que una entidad con la moneda funcional de una economía no hiperinflacionaria, pero con la moneda de presentación de una economía hiperinflacionaria traduzca todos los importes en sus estados financieros, incluidos los comparativos, al tipo de cambio de cierre a la fecha del estado de situación financiera más reciente (nuevo párrafo 41A de NIC 21).

Cuando la moneda de presentación de la entidad deja de ser la moneda de una economía hiperinflacionaria y su moneda funcional sigue siendo la moneda de una economía no hiperinflacionaria, la entidad aplica prospectivamente (sin retraducción de los importes comparativos) el método normal para la traducción de operaciones extranjeras. Es decir, los activos y pasivos en cada estado de situación financiera se traducen al tipo de cambio de cierre en la fecha de ese estado de situación financiera, los ingresos y gastos se traducen a los tipos de cambio en la fecha de la transacción (o, cuando corresponda, a un tipo de cambio promedio) y las diferencias de cambio resultantes se reconocen en otros ingresos integrales.

Adicionalmente, las enmiendas requieren un enfoque diferente cuando la moneda funcional y la moneda de presentación de una entidad son la moneda de una economía hiperinflacionaria (o monedas de diferentes economías hiperinflacionarias) y la entidad traduce los resultados y la situación financiera de una operación extranjera cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria. En estas circunstancias, la entidad está obligada a reexpresar los importes comparativos de esa operación extranjera incluidos en los estados financieros previamente emitidos de la entidad, aplicando el índice general de precios que aplica a las cifras correspondientes para el período de informe anterior, de acuerdo con el párrafo 34 de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”. Las entidades deben revelar que han aplicado el nuevo método de conversión, incluyendo información financiera resumida sobre sus negocios en el extranjero convertidos aplicando dicho método.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027 y se aplican retroactivamente con ciertas disposiciones de transición, permitiendo su aplicación anticipada.

Una entidad cuya moneda funcional y moneda de presentación sean la moneda de una economía hiperinflacionaria (o las monedas de diferentes economías hiperinflacionarias) y que traduzca los resultados y la situación financiera de operaciones extranjeras cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria, está obligada a:

i. Aplicar las enmiendas desde el inicio del período anual en el que se aplican por primera vez las enmiendas;
ii. reexpresar los importes comparativos de sus operaciones en el extranjero incluidos en los estados financieros previamente emitidos de la entidad aplicando el índice general de precios a los que aplica las cifras correspondientes conforme al párrafo 34 de la NIC 29; y
iii. revelar información financiera comparativa resumida sobre sus operaciones en el extranjero y etiquetar dicha información para identificar que la entidad preparó la información aplicando lo señalado en el numeral ii.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

Aparte de lo anteriormente señalado, la entidad debe aplicar las enmiendas de forma retroactiva de acuerdo con NIC 8 “Bases de Preparación de los Estados Financieros”.

Una entidad no está obligada a revelar la información que de otro modo sería requerida de acuerdo con el párrafo 28 (f) de la NIC 8. De manera similar, una entidad que aplique la NIIF 19 “Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas – Información a revelar”, no está obligada a revelar la información que de otro modo sería requerida por el párrafo 178 (f) de NIIF19.

Las modificaciones a NIC 21 sobre conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria serán aplicables desde el 1 de enero de 2027. Considerando que la moneda funcional y de presentación de la Sociedad y sus subsidiarias es el dólar estadounidense, el Grupo no espera que las modificaciones tengan un impacto. Esta conclusión sería reevaluada si cambian las monedas funcionales o de presentación de alguna entidad del Grupo.

Modificaciones a la Opción de Valor Razonable para Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (Modificaciones a la NIC 28)

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) ha publicado, con fecha 25 de junio de 2026, esta enmienda sobre la aplicabilidad de la opción del valor razonable para inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Modificaciones a la NIC 28).

El IASB fue informado por ciertas partes interesadas, en particular las del sector asegurador, sobre la diversidad de prácticas respecto a la interpretación del alcance de las inversiones a las que se aplica la opción del valor razonable de los párrafos 18 y 19 de la NIC 28 “*Inversiones en asociadas y negocios conjuntos*”. Se establece que es fundamental para la implementación de la NIIF 18 aclarar qué entidades pueden medir las inversiones utilizando el método del valor razonable, según lo establecido en la NIC 28.

Con esta enmienda, el IASB aclara que las " otras entidades, incluyendo los fondos de seguro ligados a inversiones " a las que se refieren los párrafos 18 y 19 de la NIC 28, que señalan qué entidades tienen la opción de medir una inversión en una asociada o un negocio conjunto al valor razonable con cambios en resultados, de conformidad con la NIIF 9 “*Instrumentos Financieros*”, incluyen aquellas cuya actividad principal consiste en invertir en determinados tipos de activos (según se enumeran en el párrafo 49(a) de la NIIF 18).

El IASB decidió no extender la opción del valor razonable a todas las entidades, ya que las modificaciones anteriores son suficientes para abordar la diversidad identificada en la práctica y se habría necesitado más tiempo para recopilar información sobre los posibles efectos que un cambio más exhaustivo podría haber tenido en la aplicación general de la NIC 28, lo cual no habría sido posible a tiempo para la aplicación inicial de la NIIF 18.

Una entidad aplicaría las enmiendas propuestas al aplicar la NIIF 18, que establece los requisitos de transición que permiten a las empresas elegibles (según se especifica en el párrafo 18 de la NIC 28) cambiar su elección del método de participación al método del valor razonable con cambios en resultados en la aplicación inicial. La NIIF 18 entra en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027.

Las modificaciones a NIC 28 sobre la opción de valor razonable se aplicarán cuando se adopte la NIIF 18. La Sociedad contabiliza sus inversiones en negocios conjuntos mediante el método de la participación y, sobre la base de su actividad principal, no espera ser elegible para la opción de valor razonable aclarada por las modificaciones. En consecuencia, no se anticipan efectos de medición.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

***Venta o Aportaciones de Activos entre un Inversor y su Asociada o Negocio Conjunto* (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28).**

El 11 de septiembre de 2014, se emitió esta modificación que requiere que, al efectuarse transferencias de subsidiarias hacia una asociada o negocio conjunto, la totalidad de la ganancia se reconozca cuando los activos transferidos reúnan la definición de "negocio" bajo NIIF 3 *Combinaciones de Negocios*. La modificación establece una fuerte presión en la definición de "negocio" para el reconocimiento en resultados. La modificación también introduce nuevas e inesperadas contabilizaciones para transacciones que consideran la mantención parcial en activos que no son negocios.

Se ha postergado de manera indefinida la fecha efectiva de aplicación de esta modificación.

Las modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 sobre venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto tienen fecha de aplicación diferida indefinidamente. La Sociedad no ha aplicado anticipadamente las modificaciones y no ha identificado transacciones que se encuentren dentro de su alcance.

Nuevas Normas de Contabilidad NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 18 Presentación y Revelación en Estados Financieros	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2027. Se permite adopción anticipada.
NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar (Actualizada)	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2027. Se permite adopción anticipada.
NIIF 20 Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2029. Se permite adopción anticipada.

No se espera que estos pronunciamientos contables emitidos aún no vigentes, tengan un impacto significativo sobre los estados financieros consolidados de Engie Energía Chile S.A.

Nuevas Normas de Contabilidad NIIF

NIIF 18 Presentación y Revelación en Estados Financieros

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), con fecha 9 de abril de 2024, emitió NIIF 18 "Presentación y Revelación en Estados Financieros" que sustituye a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros".

Los principales cambios de la nueva norma en comparación con los requisitos previos de la NIC 1 comprenden:

- La introducción de categorías y subtotales definidos en el estado de resultados que tienen como objetivo obtener información adicional relevante y proporcionar una estructura para el estado de resultados que sea más comparable entre entidades. En particular:
  - Se requiere que las partidas de ingresos y gastos se clasifiquen en las siguientes categorías en el estado de resultados:
    - Operaciones
    - Inversiones
    - Financiamiento
    - Impuestos a las ganancias
    - Operaciones discontinuadas

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

La clasificación difiere en algunos casos para las entidades que, como actividad principal de negocios, brindan financiación a clientes o invierten en activos.

- Las entidades deben presentar los siguientes nuevos subtotales:
  - Resultado operativo
  - Resultado antes de financiamiento e impuesto a las ganancias

Estos subtotales estructuran el estado de resultados en categorías, sin necesidad de presentar encabezados de categorías.

- Las categorías antes indicadas, deben presentarse a menos que al hacerlo se reduzca la eficacia del estado de resultados para proporcionar un resumen estructurado útil de los ingresos y gastos de la entidad.

- La introducción de requisitos para mejorar la agregación y desagregación que apuntan a obtener información relevante adicional y garantizar que no se oculte información material. En particular:
  - La NIIF 18 proporciona orientación sobre si la información debe estar en los estados financieros principales (cuya función es proporcionar un resumen estructurado útil) o en las notas

  - Las entidades deben identificar activos, pasivos, patrimonio e ingresos y gastos que surgen de transacciones individuales u otros eventos, y clasificarlos en grupos basados en características compartidas, lo que da como resultado partidas en los estados financieros principales que comparten al menos una característica. Luego, estos grupos se separan en función de otras características diferentes, lo que da como resultado la divulgación separada de partidas materiales en las notas. Puede ser necesario agregar partidas inmateriales con características diferentes para evitar opacar información relevante. Las entidades deben usar una etiqueta descriptiva o, si eso no es posible, proporcionar información en las notas sobre la composición de dichas partidas agregadas.

  - Se introducen directrices más estrictas sobre si el análisis de los gastos operativos se realiza por naturaleza o por función. La presentación debe realizarse de forma que proporcione el resumen estructurado más útil de los gastos operativos considerando varios factores. La presentación de una o más partidas de gastos operativos clasificadas por función requiere la divulgación de los importes de cinco tipos de gastos específicos, como son materias primas, beneficios a empleados, depreciación y amortización.

- La introducción de revelaciones sobre las Medidas de Desempeño Definidas por la Gerencia (MPM, por sus siglas en inglés) en las notas a los estados financieros que apuntan a la transparencia y disciplina en el uso de dichas medidas y revelaciones en un solo lugar. En particular:
  - Las MPM se definen como subtotales de ingresos y gastos que se utilizan en comunicaciones públicas con usuarios de estados financieros y que se encuentran fuera de los estados financieros, complementan los totales o subtotales incluidos en las NIIF y comunican la opinión de la gerencia sobre un aspecto del desempeño financiero de una entidad.

  - Se requiere que las revelaciones adjuntas se proporcionen en una sola nota que incluya:
    - Una descripción de por qué el MPM proporciona la visión de la gerencia sobre el desempeño Una descripción de cómo se ha calculado el MPM
    - Una descripción de cómo la medida proporciona información útil sobre el desempeño financiero de una entidad
    - Una conciliación del MPM con el subtotal o total más directamente comparable especificado por las NIIF

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

- Una declaración de que el MPM proporciona la visión de la gerencia sobre un aspecto del desempeño financiero de la entidad
- El efecto de los impuestos y las participaciones no controladoras por separado para cada una de las diferencias entre el MPM y el subtotal o total más directamente comparable especificado por las NIIF
- En los casos de un cambio en cómo se calcula el MPM, una explicación de las razones y el efecto del cambio

Las mejoras específicas a la NIC 7 apuntan a mejorar la comparabilidad entre entidades. Los cambios incluyen:

- Usar el subtotal de la utilidad operativa como el único punto de partida para el método indirecto de informar los flujos de efectivo de las actividades operativas; y
- Eliminar la opción de presentación para intereses y dividendos como flujos operacionales.

La NIIF 18 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada. Se requiere que una entidad aplique las modificaciones de manera retroactiva, de acuerdo con la NIC 8 *Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores*, con disposiciones de transición específica.

La NIIF 18 será aplicable a partir del 1 de enero de 2027 y se aplicará retrospectivamente. Durante 2026, el sociedad inició un proyecto de implementación que comprende el mapeo de ingresos y gastos a las nuevas categorías del estado de resultados, la identificación de medidas de desempeño definidas por la gerencia, la revisión de criterios de agregación y desagregación y los ajustes de procesos necesarios para preparar información comparativa. A la fecha, se espera que los principales efectos sean de presentación y revelación; la evaluación cuantitativa y el diseño final se encuentran en curso y no se anticipan cambios en el resultado neto o el patrimonio por la aplicación de la Norma.

NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), con fecha 9 de mayo de 2024, emitió NIIF 19 “Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar”.

La NIIF 19 especifica los requisitos mínimos de revelación que una entidad puede aplicar en lugar de los requisitos de revelaciones extensas que exigen las otras Normas de Contabilidad NIIF.

Una entidad solo puede aplicar esta norma cuando es una subsidiaria que no tiene obligación de rendir cuentas públicamente y su matriz última o intermedia prepara estados financieros consolidados disponibles para uso público que cumplen con las Normas de Contabilidad NIIF (entidad elegible).

Una subsidiaria tiene obligación de rendir cuentas públicamente si sus instrumentos de deuda o patrimonio se negocian en un mercado público o está en proceso de emitir dichos instrumentos para negociarlos en un mercado público (una bolsa de valores nacional o extranjera o un mercado extrabursátil, incluidos los mercados locales y regionales), o tiene activos en una capacidad fiduciaria para un amplio grupo de terceros como uno de sus negocios principales (por ejemplo, los bancos, las cooperativas de crédito, las compañías de seguros, los corredores/distribuidores de valores, los fondos mutuos y los bancos de inversión a menudo cumplen con este segundo criterio).

Las entidades elegibles pueden, pero no están obligadas, a aplicar la NIIF 19 en sus estados financieros consolidados, separados o individuales.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

Una entidad debe considerar si debe proporcionar revelaciones adicionales cuando el cumplimiento de los requisitos específicos de la norma sea insuficiente para permitir que los usuarios de los estados financieros comprendan el efecto de las transacciones y otros eventos y condiciones sobre la posición y el desempeño financieros de la entidad.

La NIIF 19 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada. Si una entidad opta por aplicar la norma en forma anticipada, deberá revelar ese hecho. Si una entidad la aplica en el periodo de presentación de informes actual pero no en el período inmediatamente anterior, deberá proporcionar información comparativa (es decir, información del periodo anterior) para todos los importes informados en los estados financieros del periodo actual, a menos que esta norma u otra Norma de Contabilidad NIIF permita o requiera lo contrario.

Una entidad que opte por aplicar esta norma para un periodo de presentación de informes anterior al periodo de presentación de informes en el que aplique por primera vez la NIIF 18 deberá aplicar los requisitos de revelación establecidos en el Apéndice B de la NIIF 19.

Si una entidad aplica la norma para un período de presentación de informes anual que comienza antes del 1 de enero de 2025 y no ha aplicado las modificaciones a la NIC 21 “Ausencia de convertibilidad”, no está obligada a realizar las revelaciones de la NIIF 19 que están relacionadas con esas modificaciones.

La NIIF 19 y sus modificaciones serán aplicables desde el 1 de enero de 2027. La Norma no es aplicable a los estados financieros consolidados de la Sociedad, que tiene obligación pública de rendir cuentas.

NIIF 20 “Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios”

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), con fecha 27 de mayo de 2026, emitió NIIF 20 “Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios”.

La NIIF 20 exige que las entidades sujetas a un acuerdo regulatorio proporcionen información sobre sus activos, pasivos, ingresos y gastos regulatorios. El IASB ha desarrollado un modelo contable que exige a las empresas sujetas a regulación de tarifas proporcionar información sobre sus derechos incrementales para añadir importes y sus obligaciones incrementales para deducir importes, al determinar las tarifas futuras que se cobrarán a los clientes por bienes o servicios ya suministrados.

Hasta la fecha de la emisión de la NIIF 20, no existía una guía específica en las NIIF sobre la contabilidad de las actividades reguladas por tarifas, y las empresas utilizaban diferentes modelos contables para informar sobre los efectos de dicha regulación. En consecuencia, resultaba difícil comparar y comprender los efectos de la regulación de tarifas entre diferentes países y empresas.

La NIIF 20 sustituirá a la NIIF 14 “Cuentas de Diferimientos de Actividades Reguladas”, publicada en enero de 2014, para ofrecer una solución provisional a corto plazo a las entidades reguladas por tarifas que aún no habían adoptado las NIIF, pero que reconocían saldos de diferimientos regulatorios según sus PCGA anteriores.

El objetivo de la NIIF 20 es proporcionar información relevante que represente fielmente cómo los ingresos y gastos regulatorios afectan el desempeño financiero de una entidad, y cómo los activos y pasivos regulatorios afectan su situación financiera.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.2 Nuevas normas NIIF, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de NIIF (continuación)

b) **Pronunciamientos contables aún no vigentes (continuación)**

Los activos regulatorios se definen en la NIIF 20 como derechos presentes exigibles para agregar un importe a las tarifas futuras. De manera similar, los pasivos regulatorios se definen como obligaciones presentes exigibles para deducir un importe de las tarifas futuras. Estos importes constituyen la compensación por bienes o servicios regulatorios ya suministrados, pero que aún no se han incluido en los ingresos de la entidad.

Una entidad está obligada a reconocer todos los activos y pasivos regulatorios existentes al final del período sobre el que se informa. Si existe incertidumbre sobre la existencia de un activo o pasivo regulatorio, la entidad debe reconocerlo si es más probable que exista. El reconocimiento de algunos activos y pasivos regulatorios está sujeto al cumplimiento de condiciones específicas.

Para medir los activos y pasivos regulatorios, la entidad utiliza una técnica basada en flujos de efectivo. Para la medición inicial, la entidad debe incluir todos los flujos de efectivo futuros estimados derivados de un activo o pasivo regulatorio, descontados mediante la tasa de interés regulatoria. Para la medición posterior, la entidad actualiza las estimaciones de los flujos de efectivo futuros y continúa utilizando la tasa de interés regulatoria como tasa de descuento, a menos que el acuerdo regulatorio la modifique.

La entidad debe presentar sus ingresos o gastos regulatorios en el estado de resultados, y sus activos y pasivos regulatorios en el estado de situación financiera. Asimismo, debe revelar información adicional sobre los ingresos, gastos, activos y pasivos regulatorios.

La NIIF 20 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2029. Se permite su aplicación anticipada. Una entidad está obligada a aplicar la NIIF 20 a todos los activos regulatorios y a todos los pasivos regulatorios, ya sea de forma retrospectiva o utilizando un enfoque retrospectivo modificado que se explica en la norma.

La NIIF 20 será aplicable desde el 1 de enero de 2029 y establece el reconocimiento, medición, presentación y revelación de activos y pasivos regulatorios originados por determinadas diferencias temporales en acuerdos de regulación de tarifas. Durante 2026, el Grupo inició una evaluación de alcance de sus mecanismos tarifarios y compensatorios. A la fecha, la evaluación se encuentra en curso y considera, entre otros, los mecanismos de precios regulados, reliquidaciones y compensaciones del mercado eléctrico. El impacto cuantitativo dependerá de la identificación de derechos y obligaciones exigibles que cumplan la definición de activos y pasivos regulatorios.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas

El directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 30 de septiembre de 2026.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

- **Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro**

La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la Administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.

- **Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios**

Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial (Nota 3.10.1).

- **Contingencias, juicios o litigios**

La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

- **Activos Intangibles**

Para estimar el valor de uso, la Sociedad prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos. En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a amortizaciones del Estado de Resultados.

- **Ingresos no facturados**

La Compañía reconoce ingresos no facturados por servicios o energía entregados y no facturados a la fecha de cierre, utilizando estimaciones basadas en mediciones operacionales, información comercial disponible y otros antecedentes relevantes. Las diferencias entre los valores estimados y los montos finalmente facturados se reconocen prospectivamente en resultados cuando se determinan.

- **Provisión por desmantelamiento**

La provisión por desmantelamiento se determina sobre la base de estimaciones relacionadas con los costos futuros requeridos para el retiro de activos y restauración de sitios, considerando las obligaciones legales y contractuales vigentes. La medición de esta provisión requiere juicios significativos respecto de los costos esperados, la oportunidad de ejecución y las tasas de descuento aplicables.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas (continuación)

- **Ingresos diferidos**

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a contraprestaciones recibidas o facturadas antes del cumplimiento de las obligaciones de desempeño asociadas. Su reconocimiento en resultados requiere estimar el momento en que dichas obligaciones son satisfechas, de acuerdo con las condiciones contractuales y la naturaleza de los servicios comprometidos.

2.4 Entidades Filiales

Estos Estados Financieros Consolidados Intermedios incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Compañía. El control se logra cuando la empresa:

- Tiene poder sobre la participada;
- Está expuesta, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada; y
- Tiene la capacidad de utilizar su poder para afectar sus rendimientos.

La Compañía reevalúa si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control listados arriba.

Las filiales "Electroandina SpA.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos SpA.", "Edelnor Transmisión S.A.", “Solar Los Loros SpA”, “Eólica Monte Redondo SpA”, “Alba SpA”, “Alba Andes SpA”, “Alba Pacífico SpA”, “Río Alto SpA.”, “Energías de Abtao SpA”, “Eólica Entre Cerros SpA”, “Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA”, “NR Entre Ríos SpA” y “Iberoeólica ERNC Antofagasta SpA” se consolidan en estos estados financieros. Los activos, pasivos y resultados se incluyen en las cuentas anuales consolidadas después de las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo EECL (Ver Anexo 1 a).

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

Corresponde a la participación en sociedades en la que EECL posee control conjunto con otra sociedad o en las que ejerce una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de la Sociedad sobre el capital ajustado de la emisora.

Las entidades asociadas son aquellas entidades en donde la Sociedad tiene influencia significativa, pero no control, sobre las políticas financieras y operacionales.

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación se describe en Anexo 1 b).

La sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A. y la sociedad Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. son contabilizadas por el método de la participación.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación (Continuación)

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

2.6 Principios de Consolidación

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra en términos muy ventajosos, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el Estado de Resultados Integrales Consolidado. Cabe mencionar que la Sociedad posee el 100% de la participación en todas sus filiales por lo tanto las participaciones no controladoras en los estados financieros son iguales a cero.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Continuación)

2.6 Principios de Consolidación (continuación)

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.7 Cambios en las políticas contables materiales

Los criterios contables aplicados durante el ejercicio 2026 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

2.8 Moneda Funcional y de Presentación

La moneda funcional de la Sociedad y sus filiales es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (kUSD).

2.9 Período Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, al 30 de septiembre de 2026 y 2025.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025.
- Estados de Flujos de Efectivo Directo, por los años terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025.

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad y todas sus filiales es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. Las transacciones en moneda nacional y extranjera, distintas de la moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son traducidos al tipo de cambio de la moneda funcional a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera que resultan de tales transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultado consolidado en la línea Diferencia de Cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, representan los tipos de cambio y valores del cierre al:

Moneda	30-09-2026 USD 1	31-12-2025 USD 1	30-09-2025 USD 1
Peso Chileno	970,4600	907,1300	962,3900
Euro	0,8836	0,8505	0,8508
Yen	157,4217	156,3583	147,7483
Peso Argentino	1.528,7563	1.454,9167	1341,0000
Libra Esterlina	0,7570	0,7424	0,7431
Unidad de Fomento	42,3069	43,7952	41,0287

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los Estados Financieros Consolidados Intermedios adjuntos han sido los siguientes:

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las Propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de Propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia NIIF, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de Propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de Propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos en el rubro Otras Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenciones mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de Propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el período más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Cuadro Vidas Útiles Estimadas de los Principales Activos de la Sociedad		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Parques Eólicos	Vida útil años	25	35
Centrales Fotovoltaicas	Vida útil años	25	35
Obras Civiles	Vida útil años	25	50
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	50
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor razonable en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquiriente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor razonable y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor razonable en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en el estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida.

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponde principalmente a contrato de suministro de energía eléctrica, asociado a nuestra filial Central Termoeléctrica Andina SpA., se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles	Vida útil de intangibles	
	Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de EECL sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

3.5 Deterioro de Activos

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. Valor razonable menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de activos intangibles y otros activos no financieros no corrientes, se realiza a lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo y se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.5 Deterioro de Activos (continuación)

De acuerdo con las NIIF, cuando se reconoce una pérdida por deterioro en una Unidad Generadora de Efectivo (UGE), dicha pérdida debe asignarse inicialmente a la plusvalía asociada a la UGE, si existiera, y posteriormente a los demás activos de la unidad sobre una base proporcional a sus respectivos valores en libros. No obstante, ningún activo puede reducirse por debajo del mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. Cuando no es posible determinar el importe recuperable de activos individuales dentro de una UGE, la pérdida por deterioro se distribuye entre los activos de la unidad de acuerdo con los criterios establecidos por la normativa aplicable, utilizando una base razonable y consistente.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión por deterioro para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso.
- No existe el equipo relacionado.
- El repuesto está dañado de tal forma que no se puede usar.
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta.

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:
- 10% después de 2 años sin uso.
- 20% después de 4 años sin uso.
- 30% después de 6 años sin uso.
- 40% después de 8 años sin uso.
- 50% después de 10 años sin uso.
- 60% después de 12 años sin uso.
- 70% después de 14 años sin uso.
- 80% después de 16 años sin uso.
- 90% después de 18 años sin uso.
- 100% después de 20 años sin uso.

3.6 Activos arrendados

3.6.1 Arrendatario

Como arrendatario, la Compañía reconoce un activo en la fecha en que comienza el arrendamiento si representa el derecho a usar el activo subyacente durante el período del arrendamiento (un activo por derecho de uso) y un pasivo por pagos de arriendo (pasivo por arrendamiento). Los arrendamientos a menos de 12 meses (y no renovables) pueden excluirse, así como los arrendamientos donde el valor del activo subyacente no es significativo. La Compañía reconoce por separado el gasto por intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

3.6.2 Clasificación

Los arrendatarios registran un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que comienza el arrendamiento.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.6.3 Cargo por depreciación

Los arrendatarios aplicarán los requisitos de depreciación de la NIC 16, Propiedades, planta y equipo, al depreciar un activo por derecho de uso (amortizar).

3.6.4 Deterioro

Los arrendatarios aplicarán la NIC 36, Deterioro del valor de los activos, para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado y para contabilizar las pérdidas por deterioro identificadas.

3.6.5 Arrendador

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 es sustancialmente igual a la contabilidad bajo la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.7 Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra sociedad.

Los activos financieros comprenden principalmente inversiones en depósitos a plazo y fondos mutuos de renta fija. Los depósitos a plazo se miden al costo amortizado cuando cumplen las condiciones establecidas por IFRS 9, mientras que las inversiones en fondos mutuos se miden a valor razonable con cambios en resultados. Estos instrumentos son de alta liquidez y presentan vencimientos originales o expectativas de realización inferiores a 90 días.

3.7.1 Jerarquías de Valor Razonable

La Sociedad mide los instrumentos financieros, como los derivados, y los activos no financieros, como las propiedades de inversión, a su valor razonable en cada fecha del balance.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo se lleva a cabo:

- En el mercado principal del activo o pasivo o,
- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

El mercado principal o el más ventajoso debe ser accesible por la Sociedad.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado usarían al fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúen en su mejor interés económico.

Una medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos al usar el activo en su mayor y mejor uso o al venderlo a otro participante del mercado este usaría el activo en su mejor y más alto uso.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.1 Jerarquías de valor razonable (continuación)

La Sociedad usa técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y para las cuales hay suficientes datos disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos relevantes observables y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos para los que se mide o revela el valor razonable en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía del valor razonable, que se describe a continuación:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este nivel, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”;

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

3.7.2 Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los activos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial y en las mediciones posteriores al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (OCI) y el valor razonable a través de resultados.

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de EECL para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente financiero significativo o para las cuales la Sociedad ha aplicado una solución práctica, EECL inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Cuentas por cobrar comerciales que no contienen un financiamiento significativo o para el cual la Sociedad ha aplicado una solución práctica se mide al precio de la transacción como es revelado en la sección (NIIF 15, Ingresos de contratos con clientes).

Para que un activo financiero se clasifique y mida al costo amortizado o al valor razonable a través de OCI, debe generar flujos de efectivo que sean "sólo pagos de principal e intereses (SPPI)" sobre el monto del principal pendiente. Esta evaluación se conoce como la prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento. Los activos financieros con flujos de efectivo que no son SPPI se clasifican y miden al valor razonable con cambios en resultados, independientemente del modelo de negocio.

El modelo de negocios de EECL para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos. Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.2 Activos financieros (continuación)

Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

Mediciones posteriores

Para fines de medición posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable a través de OCI con reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda).
- Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI sin reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas en la baja en cuentas (instrumentos de patrimonio).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)
Los activos financieros al costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de tasa de interés efectiva (EIR) y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Los activos financieros de EECL al costo amortizado pueden incluir partidas tales como cuentas por cobrar comerciales y préstamos a partes relacionadas y que son incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros a valor razonable a través de OCI (instrumentos de deuda)
Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, los ingresos por intereses, la revaluación cambiaria y las pérdidas o reversiones por deterioro se reconocen en el estado de resultados y se calculan de la misma manera que para los activos financieros medidos al costo amortizado. Los cambios en el valor razonable restantes se reconocen en OCI. Al darse de baja, el cambio acumulado del valor razonable reconocido en OCI se recicla a resultados.

Los instrumentos de deuda de EECL a valor razonable a través de OCI incluyen inversiones en instrumentos de deuda cotizados incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI (instrumentos de patrimonio)
Tras el reconocimiento inicial, la Sociedad puede optar por clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital como instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI cuando cumplen con la definición de patrimonio según la NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación y no son mantenidos para negociación. La clasificación se determina instrumento por instrumento.

Las ganancias y pérdidas en estos activos financieros nunca se reciclan para obtener ganancias o pérdidas. Los dividendos se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago, excepto cuando EECL se beneficia de dichos ingresos como una recuperación de parte del costo del activo financiero, en cuyo caso, dichas ganancias se registran en OCI. Los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI no están sujetos a evaluación de deterioro.

La Sociedad eligió clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital no cotizadas en esta categoría.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados
Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan en el estado de situación financiera a valor razonable con cambios netos en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.2 Activos financieros (continuación)

Esta categoría incluye instrumentos derivados e inversiones de capital cotizadas que EECL no había elegido irrevocablemente para clasificar a valor razonable a través de OCI. Los dividendos sobre las inversiones de capital cotizadas se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Un derivado incluido en un contrato híbrido, con un pasivo financiero o un anfitrión no financiero, se separa del anfitrión y se contabiliza como un derivado separado si: las características económicas y los riesgos no están estrechamente relacionados con el anfitrión; un instrumento separado con los mismos términos que el derivado incorporado cumpliría con la definición de derivado; y el contrato híbrido no se mide al valor razonable con cambios en resultados. Los derivados implícitos se miden al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en resultados. La reevaluación solo ocurre si hay un cambio en los términos del contrato que modifica significativamente los flujos de efectivo que de otro modo serían necesarios o una reclasificación de un activo financiero fuera del valor razonable a través de la categoría de pérdidas o ganancias.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, cuando corresponda, una parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja principalmente (es decir, se elimina del estado consolidado de situación financiera de EECL) cuando:

- Los derechos para recibir flujos de efectivo del activo han expirado, o
- La Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido la obligación de pagar los flujos de efectivo recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero en virtud de un acuerdo de 'transferencia'; y (a) la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y recompensas del activo, o (b) la Sociedad no transfirió ni retuvo sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando la Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo de un activo o ha celebrado un acuerdo de traspaso, evalúa si, y en qué medida, ha retenido los riesgos y beneficios de la propiedad.

Cuando no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, ni ha transferido el control del activo, la Sociedad continúa reconociendo el activo transferido en la medida de su participación continua. En ese caso, la Sociedad también reconoce un pasivo asociado. El activo transferido y el pasivo asociado se miden sobre una base que refleja los derechos y obligaciones que EECL ha retenido.

La participación continua que toma la forma de una garantía sobre el activo transferido se mide al menor valor en libros original del activo y la cantidad máxima de contraprestación que EECL podría tener que pagar.

Deterioro

La Sociedad reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos a valor razonable con cambios en resultados. Las PCE se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que EECL espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo de la venta de garantías colaterales u otras mejoras crediticias que son parte integral de los términos contractuales.

Las PCE se reconocen en dos etapas.

- Para las exposiciones crediticias para las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se proporcionan PCE para pérdidas crediticias que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses (un PCE de 12 meses).

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.2 Activos financieros (continuación)

- Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva de pérdidas para las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento (una PCE de por vida).

Para las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales, la Sociedad aplica un enfoque simplificado en el cálculo de las PCE. Por lo tanto, la Sociedad no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una provisión para pérdidas basada en las PCE de por vida en cada fecha de reporte. La Sociedad ha establecido una matriz de provisiones que se basa en su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, EECL aplica la simplificación de bajo riesgo de crédito. En cada fecha de presentación de informes, EECL evalúa si se considera que el instrumento de deuda tiene un bajo riesgo crediticio utilizando toda la información razonable y respaldable que esté disponible sin un costo o esfuerzo indebido. Al hacer esa evaluación, EECL reevalúa la calificación crediticia interna del instrumento de deuda. Además, EECL considera que ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito cuando los pagos contractuales están atrasados más de 30 días.

La Sociedad considera un activo financiero en incumplimiento cuando los pagos contractuales están vencidos 90 días. Sin embargo, en ciertos casos, EECL también puede considerar que un activo financiero está en incumplimiento cuando la información interna o externa indica que es poco probable que EECL reciba los montos contractuales pendientes en su totalidad antes de tener en cuenta las mejoras crediticias que posee la Sociedad. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

3.7.3 Pasivos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los pasivos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial, como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura efectiva, según corresponda.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros de la Sociedad incluyen cuentas por pagar comerciales y de otro tipo, préstamos y obligaciones, incluidos sobregiros bancarios e instrumentos financieros derivados.

Mediciones subsecuentes

Para fines de medición posterior, los pasivos financieros se clasifican en dos categorías:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones).

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados
Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.3 Pasivos financieros (continuación)

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprar en el corto plazo. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no están designados como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura según lo definido por la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que se designen como instrumentos de cobertura efectivos. Las ganancias o pérdidas en los pasivos mantenidos para negociar se reconocen en el estado de resultados. Los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha inicial de reconocimiento, y solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9. La Sociedad no ha designado ninguna responsabilidad financiera como al valor razonable con cambios en resultados.

Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones)
Esta es la categoría más relevante para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y obligaciones que devengan intereses se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el Método del Interés Efectivo, EIR, las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización EIR.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integral de la EIR. La amortización EIR se incluye como costos financieros en el estado de resultados o pérdida.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación bajo el pasivo se descarga o cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan y el monto neto se informa en el estado consolidado de situación financiera si actualmente existe un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y existe la intención de liquidar sobre una base neta, realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

Instrumentos financieros derivados y contabilidad de cobertura

Reconocimiento inicial y medición posterior

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados, como contratos de divisas a plazo y swap financieros, de tasas de interés y contratos a plazo de materias primas, para cubrir sus riesgos de divisas, riesgos de tasas de interés y riesgos de precios de materias primas, respectivamente. Dichos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivos financieros cuando el valor razonable es negativo.

Para fines de contabilidad de cobertura, las coberturas se clasifican como:

- Coberturas de valor razonable al cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso firme no reconocido.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura (continuación)

- Coberturas de flujo de efectivo al cubrir la exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo que es atribuible a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o una transacción pronosticada altamente probable o el riesgo de moneda extranjera en un compromiso de empresa no reconocido.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de una relación de cobertura, el Grupo designa y documenta formalmente la relación de cobertura a la que desea aplicar la contabilidad de cobertura y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.

La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, la partida cubierta, la naturaleza del riesgo que se está cubriendo y cómo el Grupo evaluará si la relación de cobertura cumple con los requisitos de efectividad de la cobertura (incluido el análisis de las fuentes de ineficacia de la cobertura y cómo es el índice de cobertura determinado). Una relación de cobertura califica para la contabilidad de cobertura si cumple con todos los siguientes requisitos de efectividad:

- Existe una "relación económica" entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.
- El efecto del riesgo de crédito no "domina los cambios de valor" que resultan de esa relación económica.
- El ratio de cobertura es el mismo que resulta de la cantidad del elemento cubierto que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente usa para cubrir esa cantidad de artículo cubierto.

Las coberturas que cumplen con todos los criterios de calificación para la contabilidad de cobertura se contabilizan, como se describe a continuación:

Coberturas de valor razonable
El cambio en el valor razonable de un instrumento de cobertura se reconoce en el estado de resultados como otro gasto. El cambio en el valor razonable de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se registra como parte del valor en libros de la partida cubierta y también se reconoce en el estado de resultados como otro gasto.

Para las coberturas de valor razonable relacionadas con partidas contabilizadas al costo amortizado, cualquier ajuste al valor contable se amortiza a través de resultados durante el período restante de la cobertura utilizando el método EIR. La amortización de EIR puede comenzar tan pronto como exista un ajuste y, a más tardar, cuando la partida cubierta deje de ajustarse por los cambios en su valor razonable atribuibles al riesgo cubierto.

Si la partida cubierta se da de baja, el valor razonable no amortizado se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando un compromiso en firme no reconocido se designa como una partida cubierta, el cambio acumulativo posterior en el valor razonable del compromiso en firme atribuible al riesgo cubierto se reconoce como un activo o pasivo con una ganancia o pérdida correspondiente reconocida en resultados.

Coberturas de flujo de efectivo
La parte efectiva de la ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura se reconoce en OCI en la reserva de cobertura de flujo de efectivo, mientras que cualquier parte ineficaz se reconoce inmediatamente en el estado de resultados. La reserva de cobertura de flujo de efectivo se ajusta al menor entre la ganancia o pérdida acumulada en el instrumento de cobertura y el cambio acumulativo en el valor razonable de la partida cubierta.

La Sociedad utiliza contratos de divisas a plazo como coberturas de su exposición al riesgo de divisas en las transacciones previstas y compromisos firmes, así como contratos a plazo de productos básicos por su exposición a la volatilidad en los precios de los productos. La porción ineficaz relacionada con los contratos en moneda extranjera se reconoce como otro gasto y la porción ineficaz relacionada con los contratos de productos básicos se reconoce en otros ingresos o gastos operativos.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.7 Instrumentos Financieros (continuación)

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura (continuación)

La Sociedad designa solo el elemento spot de los contratos a plazo como instrumento de cobertura. El elemento a plazo se reconoce en OCI y se acumula en un componente separado del patrimonio bajo el costo de la reserva de cobertura.

Los importes acumulados en OCI se contabilizan, según la naturaleza de la transacción cubierta subyacente. Si la transacción cubierta resulta posteriormente en el reconocimiento de un elemento no financiero, el monto acumulado en el patrimonio se elimina del componente separado del patrimonio y se incluye en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo cubierto. Este no es un ajuste de reclasificación y no se reconocerá en OCI durante el período. Esto también se aplica cuando la transacción de previsión cubierta de un activo no financiero o pasivo no financiero se convierte posteriormente en un compromiso firme para el cual se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable.

Para cualquier otra cobertura de flujo de efectivo, el monto acumulado en OCI se reclasifica a resultados como un ajuste de reclasificación en el mismo período o períodos durante los cuales los flujos de efectivo cubiertos afectan las ganancias o pérdidas.

Si se descontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energía Chile S.A. y sus filiales se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- Alguna filial de la Compañía suspende su designación por separado de las otras filiales.

En los ejercicios cubiertos por los estados financieros la Sociedad sólo utilizó cobertura de flujos de efectivo.

3.8 Inventarios

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 28).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponibles. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.

- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en filiales, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.

- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en filiales, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra las cuales las diferencias temporarias pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se satisface la obligación de desempeño a lo largo del tiempo y produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Sociedad durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

EECL analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

EECL reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados sobre la base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado.
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados se reconoce como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dichos pagos se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.15 Dividendos (continuación)

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, solares, eólicas e hidroeléctrica que producen dicha energía, la que es vendida a clientes con los que se mantienen contratos de suministros de acuerdo a lo estipulado en la Ley Eléctrica, clasificando a éstos como clientes regulados, clientes libres y mercado spot.

No existe una relación directa entre cada una de las unidades generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de la Sociedad, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

EECL es parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Por lo anterior, y dado que EECL opera sólo en el Sistema Eléctrico Nacional, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia – unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para EECL, a la totalidad del negocio descrito.

3.18 Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, pero se revelan en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan sólo si su flujo económico de beneficios es probable que se realicen.

NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Descripción del Negocio

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Al 30 de septiembre de 2026, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 3.408 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8,2% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.046,5 kms. de líneas de transmisión, un gasoducto de gas natural, con una capacidad de transporte de 8 millones de m3 al día para su distribución y comercialización en la zona norte de Chile.

4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

El Sistema Eléctrico Nacional se extiende desde Arica a Chiloé.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías que forman parte en la generación en un sistema eléctrico, deben coordinar sus operaciones a través del CEN, con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, estando la decisión de generación de cada empresa supeditada al plan de operación del CEN. Las compañías pueden decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

4.3 Tipos de clientes

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 5.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CEN. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

NOTA 4 – REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO (continuación)

4.3 Tipos de clientes (continuación)

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CEN en forma anual, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

4.4 Principales Activos

El parque de la generación de EECL y sus Filiales, que en suma aporta 3.408 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (8,2%) de la potencia bruta total aportada en el sistema, está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras.

Las centrales renovables suman una capacidad total de 1.589 MW y se ubican a lo largo del SEN, las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 5 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 4 centrales en Mejillones y 1 central en Tocopilla, con una capacidad total de 1.425 MW.

4.5 Energías Renovables

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. inauguró la Planta Fotovoltaica, El Águila I con una potencia instalada de 2 MWp.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MWp.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió la filial “Solar Los Loros SpA” con una potencia instalada de 46 MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial “Eólica Monte Redondo SpA” sumando a sus activos de generación renovable el Parque Eólico Monte Redondo con una capacidad instalada de 48 MW y la Central Hidroeléctrica Laja con una capacidad instalada de 34,4 MW.

Con fecha 29 de octubre de 2021 entró en operación comercial el Parque Eólico Calama con una capacidad instalada de 152,6 MW.

Con fecha 14 de enero de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Tamaya con una capacidad instalada de 114 MWp.

Con fecha 21 de noviembre de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Capricornio con una capacidad instalada de 87,9 MWp.

Con fecha 15 de diciembre de 2022 la Sociedad adquirió las filiales “Alba SpA”, “Alba Andes SpA”, “Alba Pacífico SpA”, “Río Alto S.A.“ y “Energías de Abtao S.A.” con sus activos de generación renovable Parque Eólico San Pedro I con una capacitad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

NOTA 4 – REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO (continuación)

4.5 Energías Renovables (continuación)

Con fecha 24 de marzo de 2023 entró en operación comercial el Parque Solar Coya con una capacidad instalada de 184,85 MWac.

Con fecha 28 de febrero de 2024 entró en operación comercial Bess Coya con una capacidad instalada de 140,97 MW.

Con fecha 17 de enero de 2025 entró en operación comercial el Bess Tamaya con una capacidad instalada de 76 MW

Con fecha 7 de marzo de 2025 entró en operación comercial el Parque Eólico Kallpa con una capacidad instalada de 344,74 MW

Con fecha 19 de mayo de 2025 entró en operación comercial el Bess Capricornio con una capacidad instalada de 48 MW

Con fecha 5 de febrero de 2026 entró en operación comercial el Bess Tocopilla con una capacidad instalada de 119,52 MW.

Con fecha 28 de agosto de 2026 entró en operación comercial Bess Libélula con una capacidad instalada de 202,89 MW.

Con fecha 28 de agosto de 2026 entró en operación comercial Bess Los Loros con una capacidad instalada de 48,63 MW.

Con fecha 25 de septiembre de 2026 entró en operación comercial Bess Lile con una capacidad instalada de 142,33 MW.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

5.1.1 La filial Central Termoeléctrica Andina SpA fue fusionada en Engie Energía Chile S.A. con fecha 14 de abril de 2025.

5.1.2 Con fecha 28 de noviembre de 2025 la Sociedad adquirió la filial NR Entre Ríos SpA a Andes Mainstream SpA.

5.1.3 Con fecha 15 de septiembre de 2026 la Sociedad adquirió la filial Ibereólica ERNC Antofagasta SpA.

(Ver detalle en Anexo 1 a)

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Efectivo en Caja	19	23
Saldos en Bancos	26.364	13.015
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	239.449	74.042
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	**265.832**	**87.080**

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo Consolidado y no tienen restricciones de ningún tipo.

El detalle por cada concepto de efectivo y efectivo equivalente es el siguiente:

6.1 Disponible

El disponible está conformado por los dineros en efectivo mantenidos en Caja y Cuentas corrientes bancarias y su valor libro es igual a su valor razonable.

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO (continuación)

6.2 Depósitos a Plazo

Los Depósitos a plazo al 30 de septiembre de 2026 incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa anual %	Vencimiento	30-09-2026 kUSD
Banco BCI	USD	4,36%	08-10-2026	2.000
Banco BCI	USD	4,40%	07-12-2026	20.056
Banco BCI	USD	4,45%	15-10-2026	12.002
Banco BCI	USD	4,59%	14-12-2026	6.005
Banco BICE	USD	4,35%	13-10-2026	6.021
Banco BICE	USD	4,45%	15-10-2026	5.041
Banco BICE	USD	4,45%	22-10-2026	10.079
Banco BTG PACTUAL	USD	4,50%	23-10-2026	4.004
Banco BTG PACTUAL	USD	4,60%	13-10-2026	10.011
Banco CHILE	USD	4,55%	16-10-2026	9.890
Banco CHILE	USD	4,70%	14-12-2026	18.016
Banco ESTADO	USD	4,45%	23-10-2026	3.003
Banco ESTADO	USD	4,45%	09-10-2026	9.058
Banco ESTADO	USD	4,48%	03-11-2026	6.021
Banco ESTADO	USD	4,48%	10-11-2026	11.038
Banco ESTADO	USD	4,50%	13-10-2026	10.011
Banco ESTADO	USD	4,73%	14-12-2026	6.005
Banco ITAU	USD	4,35%	06-10-2026	7.014
Banco ITAU	USD	4,40%	13-10-2026	7.015
Banco ITAU	USD	4,42%	01-10-2026	7.007
Banco ITAU	USD	4,46%	15-10-2026	14.015
Banco ITAU	USD	4,61%	10-12-2026	5.006
Banco ITAU	USD	4,70%	10-12-2026	4.501
Banco Santander	USD	4,38%	13-10-2026	5.022
Banco Santander	USD	4,41%	03-11-2026	10.028
Banco Santander	USD	4,48%	18-11-2026	10.046
Banco Santander	USD	4,49%	25-11-2026	7.026
Banco Santander	USD	4,59%	17-12-2026	5.006
Banco Santander	USD	4,69%	10-12-2026	9.502
Total Consolidado				**239.449**

Los Depósitos a plazo al 31 de diciembre de 2025 incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2025 kUSD
Banco BTG	USD	4,80%	08-01-2026	15.164
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,60%	14-01-2026	10.073
Banco Santander	USD	4,60%	14-01-2026	6.050
Banco Santander	USD	4,61%	14-01-2026	10.073
Banco Santander	USD	4,67%	14-01-2026	9.048
Banco Scotia	USD	4,65%	06-01-2026	8.501
Banco Estado	USD	4,60%	20-01-2026	9.080
Banco Estado	USD	4,65%	22-01-2026	6.053
Total Consolidado				**74.042**

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO (continuación)

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2026 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 30-09-2026 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Diferencias de cambio	Nuevos arrenda-mientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	1.352.825	136.411	(52.583)	83.828	0	0	56.865	1.493.518
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	1.038.254	200.000	(289.079)	(89.079)	0	0	44.882	994.057
Total	**2.391.079**	**336.411**	**(341.662)**	**(5.251)**	**0**	**0**	**101.747**	**2.487.575**

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2025 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 31-12-2025 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Diferencias de cambio	Nuevos arrenda-mientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	1.205.579	122.012	(182.408)	(60.396)	3.795	0	203.847	1.352.825
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	1.040.012	100.000	(142.989)	(42.989)	0	0	41.231	1.038.254
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	45.240	108.781	(100.864)	7.917	0	0	0	53.157
Total	**2.290.831**	**330.793**	**(426.261)**	**(95.468)**	**3.795**	**0**	**245.078**	**2.444.236**

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Forward (1)	7.450	11.459
Fondos Mutuos	651	309
Total Otros Activos Financieros	**8.101**	**11.768**

(1) Ver detalle en Nota 21 – Derivados y Operaciones de Cobertura

No Corriente

Detalle de Instrumentos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Forward (1)	37.184	64.206
Total Otros Activos Financieros	**37.184**	**64.206**

(1) Ver detalle en Nota 21 – Derivados y Operaciones de Cobertura

7.1 Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija

Las cuotas de Fondos Mutuos se encuentran registradas a su valor razonable y su detalle es el siguiente:

Entidad	Moneda	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Banco Santander Río	USD	651	309
Total Fondos Mutuos		**651**	**309**

NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES

Los valores registrados por la Sociedad en este rubro corresponden a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado.

Tipos de Pagos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	14.772	13.062
IVA Crédito Fiscal (2)	139.039	213.215
Anticipos a Proveedores (3)	85.377	8.829
Otros	4.248	1.699
Total	**243.436**	**236.805**

(1) Corresponde a pólizas para EECL y filiales, por daños materiales e interrupción del negocio, responsabilidad civil y otros riesgos.

(2) Corresponde a Remanente de IVA Crédito Fiscal acumulado por las compras de insumos utilizados en la generación como Carbón y Gas principalmente y en menor cuantía a IVA Crédito Fiscal soportado por las compras relacionadas a Construcción de Proyectos Renovables de acuerdo con el plan de inversión definido por la compañía.

(3) Corresponde a pagos asociados a repuestos de mantenciones mayores.

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos incluidos en este rubro en general no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

De acuerdo a NIIF 7 párrafo 36, la Sociedad no tiene garantías tomadas sobre los créditos comerciales otorgados a sus clientes.

El vencimiento promedio de las obligaciones de clientes es de 15 días corridos, desde el momento de su facturación. No existe ningún cliente individual, que mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas por cobrar totales de la Sociedad.

Para un mayor análisis del riesgo de los deudores incobrables, ver Nota 23 “Gestión de Riesgos”.

La Sociedad constituye una estimación de deterioro de cuentas por cobrar al cierre de cada trimestre, considerando aspectos como la antigüedad de sus cuentas a cobrar y el análisis caso a caso de las mismas.

La Sociedad no posee cartera protestada o en cobranza judicial.

Los valores incluidos en este ítem corresponden a los siguientes tipos de documentos:

9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar (*)	206.068	313.275
Deudores Varios Corrientes	0	6
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	1.217	2.594
Total	**207.285**	**315.875**

(*) El saldo en facturas y cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2025 incluía USD 58,9 millones adeudados por Total Energies como consecuencia del procedimiento arbitral. Al 30 de septiembre de 2026, este monto se había reducido a USD 34,7 millones producto del descuento realizado sobre una factura de compra de gas natural licuado.

El 3 de enero de 2023, ENGIE Energía Chile S.A. inició un procedimiento de arbitraje internacional contra Total Energies Gas & Power Limited («Total Energies») por incumplimiento de sus obligaciones contractuales en virtud de un contrato de suministro de GNL celebrado en agosto de 2011. El 13 de junio de 2025, el tribunal arbitral dictó su laudo decidiendo que Total Energies había incumplido sus obligaciones contractuales y debía pagar daños y perjuicios (aproximadamente 100 millones de dólares estadounidenses más intereses) a ENGIE Energía Chile S.A. Dado que los recursos disponibles y los fundamentos jurídicos que pueden invocarse para impugnar el laudo son muy limitados, los daños y perjuicios se han contabilizado en la cuenta de resultados a 31 de diciembre de 2025 (ver nota 30).

Con fecha 21 de octubre de 2025, ENGIE y Total Energies acordaron los términos y condiciones bajo los cuales esta última pagará a ENGIE la compensación determinada por el tribunal arbitral más intereses. El monto fue revelado en el Hecho Esencial presentado a la CMF el 18 de junio de 2025. Estos términos y condiciones, entre otros, estipulan que el monto pendiente adeudado se compensará principalmente con el precio de ciertos cargos de GNL durante 2025 y 2026 bajo el SPA existente suscrito entre las partes. Si la entrega de estos cargos de GNL no se materializa, los montos adeudados se pagarán en efectivo junto con los intereses aplicables cuando se justifique.

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR (continuación)

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 30 de septiembre de 2026, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 30 de septiembre de 2026											
	Cartera al Día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad Mas 250 días	Total Corriente	Total No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	148.570	34.041	9.209	15.311	227	146	537	84	587	1.052	209.764	0
Estimación de incobrables	(343)	(294)	(67)	(359)	(227)	(146)	(537)	(84)	(587)	(1.052)	(3.696)	0
Deudores varios corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimación de incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	1.217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.217	0
Total	**149.444**	**33.747**	**9.142**	**14.952**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**207.285**	**0**

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR (continuación)

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2025, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre 2025											
	Cartera al Día kUSD	Morosidad 1-30 días kUSD	Morosidad 31-60 días kUSD	Morosidad 61-90 días kUSD	Morosidad 91-120 días kUSD	Morosidad 121-150 días kUSD	Morosidad 151-180 días kUSD	Morosidad 181-210 días kUSD	Morosidad 211-250 días kUSD	Morosidad Mas 250 días kUSD	Total Corriente kUSD	Total No Corriente kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	231.394	45.482	35.550	1.663	586	221	530	65	207	623	316.321	0
Estimación de incobrables	(140)	(539)	(75)	(60)	(586)	(221)	(530)	(65)	(207)	(623)	(3.046)	0
Deudores varios corrientes	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
Estimación de incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	2.594	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.594	0
Total	**233.854**	**44.943**	**35.475**	**1.603**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**315.875**	**0**

Lo vencido y no provisionado corresponde a clientes que no tienen problemas de liquidez o solvencia; sin embargo, han objetado algún cobro de algunas facturas y a la fecha de los estados financieros nos encontrábamos negociando una solución.

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR (continuación)

La cartera repactada se define como cartera en incumplimiento o cartera con incremento de riesgo significativa, no pudiendo acceder a clasificaciones de riesgo menores hasta cancelar la totalidad de la repactación. Con esto se asegura que no haya un impacto de disminución de las provisiones producto de una repactación.

Tramos de Morosidad al 30 de septiembre de 2026	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.323	149.787	1.323	149.787
Entre 1 y 30 días	-	0	200	34.041	200	34.041
Entre 31 y 60 días	-	0	157	9.209	157	9.209
Entre 61 y 90 días	-	0	46	15.311	46	15.311
Entre 91 y 120 días	-	0	31	227	31	227
Entre 121 y 150 días	-	0	13	146	13	146
Entre 151 y 180 días	-	0	59	537	59	537
Entre 181 y 210 días	-	0	18	84	18	84
Entre 211 y 250 días	-	0	88	587	88	587
Superior a 251 días	-	0	331	1.052	331	1.052
Total		**0**		**210.981**		**210.981**

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2025	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.352	233.994	1352	233.994
Entre 1 y 30 días	-	0	522	45.482	522	45.482
Entre 31 y 60 días	-	0	61	35.550	61	35.550
Entre 61 y 90 días	-	0	63	1.663	63	1.663
Entre 91 y 120 días	-	0	120	586	120	586
Entre 121 y 150 días	-	0	42	221	42	221
Entre 151 y 180 días	-	0	12	530	12	530
Entre 181 y 210 días	-	0	19	65	19	65
Entre 211 y 250 días	-	0	28	207	28	207
Superior a 251 días	-	0	266	623	266	623
Total		**0**		**318.921**		**318.921**

Provisiones y Castigos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Saldo Inicial	**3.046**	**4.026**
Provisión cartera no repactada	1.165	194
Recuperos del periodo	(282)	(682)
Reversa por castigos del período	0	(522)
Otros	(233)	30
Saldo final	**3.696**	**3.046**

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2026, se procedió a la designación del total de los miembros del directorio, los que durarán dos años en el ejercicio del cargo. La Sociedad ha identificado como personal clave al Gerente General y sus Gerentes Corporativos.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2026 acordó para el ejercicio 2026 y hasta la fecha en que se celebre la Junta Ordinaria, una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de Director en la Sociedad, excepto lo dispuesto en el párrafo siguiente.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que se ha elegido un comité de directores. Este comité es integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual a todo evento, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 U.F. anuales. Durante el período 2026 este comité ha realizado gastos con cargo a este presupuesto de kUSD 35.

Remuneraciones del Directorio	**30-09-2026 kUSD**	**30-09-2025 kUSD**
Cristian Eyzaguirre, Director	79	79
Carolina Schmidt, Director	79	79
Joanna Davidovich, Director	79	79
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	**237**	**237**

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el período 2026, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, registra gastos de kUSD 34.

NOTA 10 - CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS (continuación)

10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia (continuación)

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Remuneraciones	1.661	2.743	426	443
Beneficios de corto plazo	383	329	95	90
Total	**2.044**	**3.072**	**521**	**533**

Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la Sociedad en el ejercicio. Además, incluye indemnizaciones por años de servicios.

10.2 Personal Clave de la Gerencia

Gerentes y Ejecutivos Principales	
Nombre	**Cargo**
Juan Villavicencio	Managing Director Res & Batt, Country Manager Chile & CEO EECL
Francisca Vasquez	Chief Legal and Ethics Officer
Vincent Sorel	Chief Finance Officer
Juliana Caleffi	Chief Human Resources
Lailla Ducousso	Managing Director Generation Chile
Pilar Acevedo	Managing Director Networks Chile
Vicente Camino	Managing Director SEM Chile
Diane De Galbert	Chief of Strategy and Digital Solutions Officer

NOTA 10 - CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS (continuación)

10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente

Las operaciones por cobrar, pagar y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y N° 49 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. La Sociedad no registra provisión por cuentas por cobrar de dudoso cobro, ya que dichas obligaciones son pagadas dentro de los plazos establecidos, los que varían entre 7 y 30 días.

Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas son las siguientes:

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	21	0
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	24	3
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	234	1
0-E	Engie GBS Latam SA de CV	México	Matriz Común	USD	67	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	1.008	1
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	6.694	664
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	11	1
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	18	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	2.450	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	14	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	33	0
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	45	1
76.715.352-K	Cía. Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	219	19
76.715.352-K	Cía. Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	172	9
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	22	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					**11.032**	**699**

(*) Con fecha 01 de febrero de 2025 se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	19.714	18.730
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					**19.714**	**18.730**

(1) Préstamo otorgado a Transmisora Eléctrica del Norte S.A., que devenga interés a tasa anual TERM SOFR 5,82106% más Spread de 2,7%, con plazo de vencimiento al 17 de julio de 2030.

NOTA 10 - CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS (continuación)

10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	0	133
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	0	40.107
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	33	0
0-E	Engie GBS Latam SA de CV	México	Matriz Común	USD	76	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	435	117
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	805	441
0-E	Engie GBS Solutions	Francia	Matriz Común	EUR	3	0
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	0	2.537
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	5.193	43
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	122	127
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	13.821	5.617
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	0	30
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	9.063	1.583
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Negocio conjunto	USD	2.405	2.238
76.715.352-K	Cía. Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	1.114	184
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					**33.070**	**53.157**

(*) Con fecha 01 de febrero de 2025 se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

(1) corresponde a la porción corto plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	43.770	45.617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					**43.770**	**45.617**

(1) corresponde a la porción largo plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS (continuación)

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas

Entidad						30-09-2026		31-12-2025	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.715.352-K	Cía. Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	74	74	85	85
76.715.352-K	Cía. Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Prestados	313	313	332	332
76.715.352-K	Cía. Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	1.054	(1.054)	1.151	(1.151)
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	10	(10)	204	(204)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	216	0	449	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendos	0	0	40.107	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	75	75	95	95
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	478	478	640	640
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	38	(33)	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	0	0	2	2
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	0	0	20	20
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	15	(15)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	0	0	363	363
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	0	0	204	204
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	686	(686)	923	(923)
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	67	67	134	134
0-E	Engie GBS Solutions	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	3	(3)	0	0
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	4	4	1.139	(1.086)
0-E	Engie Invest International S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	952	(952)	0	0
0-E	Engie Management Company	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	464	(464)	489	(489)
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	3.004	(3.004)
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	5.191	(5.191)	1.115	(1.115)
0-E	Engie Brasil Participações Ltda.	Brasil	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	56	(56)
0-E	Engie University S.A.S.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	58	(58)
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	11	11	9	9
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	34	34	42	42
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	199	199	482	482
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	4.059	4.059	3.242	3.242

(*) Con fecha 01 de febrero de 2025 se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS (continuación)

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas (continuación)

Entidad						30-09-2026		31-12-2025	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	1.833	1.833	1.915	1.915
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	139	(139)	199	(199)
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	370	(370)	98	(98)
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	7	(7)	2.258	(1.170)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	1.387	1.387	876	876
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	52.629	(52.629)	54.686	(54.686)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	15	15	20	20
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	33	33	41	41
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	0	0	1.307	1.307
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	479	479	638	638
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	24	24	47	47
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	27	27	48	48
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	71	(71)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	72	72	121	121
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	1.623	(377)	1.766	(69)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	20	20	7	7
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	984	984	1.331	1.331
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Servicios Prestados	480	480	734	734
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	18	(18)	25	(25)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	239	239	263	263
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	36	36	44	44
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	6	6	8	8
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Peajes	5.005	(5.005)	7.366	(7.366)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	184	184	303	303
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.678	0	2.034	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	5.258	(5.258)	6.954	(6.954)

(*) Con fecha 01 de febrero de 2025 se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS (continuación)

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas (continuación)

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 40).

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES

La composición del inventario de la Sociedad al cierre del período 2026 y ejercicio 2025 es el siguiente:

Clases de Inventarios	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Materiales y Suministro Operación	82.204	81.824
Provisión Obsolescencia	(34.209)	(37.210)
Provisión Deterioro Repuestos	(33.148)	(33.148)
Carbón	16.351	13.509
Petróleo Bunker N° 6	236	236
Petróleo Diesel	8.955	9.203
Caliza - Biomasa - Arena Sílice	813	1.441
GNL	2.663	14.388
Lubricantes	154	153
Total	**44.019**	**50.396**

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en el estado de resultados en los períodos 2026 y 2025, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Combustibles para la operación	185.965	253.292	62.733	88.269
Otros insumos de la operación	5.446	5.535	5.106	1.719
Materiales y repuestos	24.140	10.180	27.624	4.130
Total	**215.551**	**269.007**	**95.463**	**94.118**

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Saldo Inicial	37.210	25.681
Aumento (disminución) provisión	(3.001)	11.529
Saldo Final	**34.209**	**37.210**

(1) Ver criterios de provisión en Nota 3.5 (Deterioro de Activos)

NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES

Información general

El saldo de impuesto a la renta por recuperar y por pagar presentado en el activo y pasivo circulante respectivamente está constituido de la siguiente manera:

a) Activos por Impuestos Corrientes

Impuestos por Recuperar	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
PPM	0	199
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	7.755	7.903
Total Impuestos por Recuperar	**7.755**	**8.102**

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Gasto Tributario Corriente	1.126	643
Total Impuestos por Pagar	**1.126**	**643**

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	71.292	51.670
Otros Proyectos en Desarrollo (2)	9.856	8.780
Garantías de arriendos	2.276	0
Otros	0	329
Total	**85.585**	**62.940**

La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el Estado de Situación Financiera Consolidado Intermedio los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los proyectos que se mantienen activados son:

(1) Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento: Proyectos Fotovoltaicos y Eólicos en etapa temprana de desarrollo, ubicados a lo largo de todo Chile, entre las regiones de Arica y Parinacota y Los Lagos.

(2) Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de otras renovables.

NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 30 de septiembre de 2026 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2025	Capital Pagado	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 30-09-2026	Total al 30-09-2026
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	**133.183**	0	6.752	0	(13.164)	**126.771**
Control Conjunto	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	300.000	50,00%	**1.202**	0	(34)	0	0	**1.168**
Total				**134.385**	0	**6.718**	**0**	**(13.164)**	**127.939**

Resultado Devengado	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.718	6.479

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	92.749	638.456	731.205	41.012	540.716	581.728	149.477	92.739	50.792	15.296
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	50,00%	2.669	675	3.344	955	54	1.009	2.335	1.312	1.326	(69)

NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION (continuación)

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación %	Saldo al 31-12-2024 kUSD	Capital Pagado kUSD	Resultado devengado kUSD	Provisión dividendos kUSD	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2025 kUSD	Total al 31-12-2025 kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	**137.729**	0	6.516	0	(11.062)	**133.183**
Control Conjunto	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	300.000	50,00%	**1.239**	0	(37)	0	0	**1.202**
Total				**138.968**	**0**	**6.479**	**0**	**(11.062)**	**134.385**

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes kUSD	Activos no Corrientes kUSD	Total Activos kUSD	Pasivos Corrientes kUSD	Pasivos no Corrientes kUSD	Total Pasivos kUSD	Patrimonio Neto kUSD	Ingresos Ordinarios kUSD	Gastos Ordinarios kUSD	Ganancia (Pérdida) Neta kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	125.090	646.458	771.548	46.031	565.008	611.039	160.509	75.766	25.249	15.420
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	50,00%	1.848	900	2.748	265	79	344	2.404	1.576	1.749	(74)

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025.

Activos Intangibles Neto	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	112.144	117.847
Servidumbres, neto	6.909	6.799
Total Neto	**119.053**	**124.646**

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociado al proyecto de nuestra filial Central Termoeléctrica Andina SpA., el cual comenzó a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 años. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	238.139	238.139
Servidumbres, bruto	18.949	18.372
Total Bruto	**257.088**	**256.511**

Amortización de Activos Intangibles	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(106.707)	(101.004)
Amortización, Servidumbres	(12.040)	(11.573)
Total Amortización	**(118.747)**	**(112.577)**

Deterioro de Activos Intangibles	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Deterioro Intangibles, Relación Contractual Clientes	(19.288)	(19.288)
Total Amortización	**(19.288)**	**(19.288)**

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA (continuación)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el período 2026 y ejercicio 2025.

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 31).

En diciembre de 2009, la Sociedad reconoció, de acuerdo a NIIF 3 “Combinación de Negocio”, activos intangibles asociados a contratos con clientes de la sociedad Central Termoeléctrica Andina SpA. (CTA).

Estos se valorizaron mediante la metodología del MEEM (“Multi Excess Earning Method”) que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2026 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 30-09-2026 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2025 kUSD	Amortización Periodo kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 30-09-2026 kUSD	Amortización Acumulada al 30-09-2026 kUSD	Deterioro Acumulado al 30-09-2026 kUSD	Saldo Neto al 30-09-2026 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	238.139	0	238.139	(101.004)	(5.703)	0	(106.707)	(19.288)	112.144
Servidumbres	18.372	577	18.949	(11.573)	(467)	0	(12.040)	0	6.909
TOTALES	**256.511**	**577**	**257.088**	**(112.577)**	**(6.170)**	**0**	**(118.747)**	**(19.288)**	**119.053**

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2025 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 31-12-2025 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2024 kUSD	Amortización Periodo kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2025 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2025 kUSD	Deterioro Acumulado al 31-12-2025 kUSD	Saldo Neto al 31-12-2025 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	238.139	0	238.139	(93.401)	(7.603)	0	(101.004)	(19.288)	117.847
Servidumbres	16.100	2.272	18.372	(10.919)	(654)	0	(11.573)	0	6.799
TOTALES	**254.239**	**2.272**	**256.511**	**(104.320)**	**(8.257)**	**0**	**(112.577)**	**(19.288)**	**124.646**

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d)).

NOTA 16 – PLUSVALIA

16.1 Plusvalía de adquisición San Pedro I y San Pedro II

Plusvalía	Saldo al 30-09-2026 kUSD	Saldo al 31-12-2025 kUSD
Valor justo de adquisición	**59.859**	**59.859**
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	49.054	49.054
Valor Justo pasivo por ARO	(11.964)	(11.964)
Pasivos por impuestos diferidos	(10.015)	(10.015)
Subtotal	**27.075**	**27.075**
Plusvalía (Goodwill)	**32.784**	**32.784**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el período 2026 son los siguientes:

Movimientos Año 2026	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	**1.241.655**	**40.275**	**326.968**	**5.168.604**	**21.075**	**546.509**	**8.130**	**290.068**	**7.643.284**
Depreciación Acumulada	**0**	**0**	**(144.312)**	**(2.055.339)**	**(16.630)**	**(258.993)**	**(6.700)**	**(143.433)**	**(2.625.407)**
Deterioro	**(3.176)**	**(9.995)**	**(117.194)**	**(949.442)**	**(365)**	**0**	**(67)**	**(30.601)**	**(1.110.840)**
Saldo Inicial al 01-01-2026	**1.238.479**	**30.280**	**65.462**	**2.163.823**	**4.080**	**287.516**	**1.363**	**116.034**	**3.907.037**
Adiciones	363.550	0	0	0	0	0	117	0	**363.667**
Bajas	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Gastos por Depreciación	0	0	(1.551)	(71.977)	(977)	(8.910)	(187)	(903)	**(84.505)**
Cierre Obras en Curso	(497)	0	0	0	0	24	0	473	**0**
Cambios, Total	**363.053**	**0**	**(1.551)**	**(71.977)**	**(977)**	**(8.886)**	**(70)**	**(430)**	**279.162**
Saldo Final 30-06-2026	**1.601.532**	**30.280**	**63.911**	**2.091.846**	**3.103**	**278.630**	**1.293**	**115.604**	**4.186.199**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2025 son los siguientes:

Movimientos Año 2025	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	**1.055.763**	**40.004**	**326.272**	**4.506.902**	**18.204**	**524.598**	**10.577**	**257.860**	**6.740.180**
Depreciación Acumulada	**0**	**0**	**(138.844)**	**(2.030.449)**	**(15.084)**	**(294.421)**	**(9.168)**	**(153.709)**	**(2.641.675)**
Deterioro	**(3.176)**	**(9.995)**	**(117.464)**	**(952.081)**	**(402)**	**(14.927)**	**(67)**	**(31.147)**	**(1.129.259)**
Saldo Inicial al 01-01-2025	**1.052.587**	**30.009**	**69.964**	**1.524.372**	**2.718**	**215.250**	**1.342**	**73.004**	**2.969.246**
Adiciones	1.061.571	0	0	52.120	0	0	137	(659)	**1.113.169**
Bajas	0	0	(297)	(23.770)	(310)	(15.039)	(24)	(2.713)	**(42.153)**
Deterioro	0	0	272	2639	38	14.925	0	545	**18.419**
Gastos por Depreciación	0	0	(5.616)	(109.375)	(2.675)	(18.097)	(369)	(15.512)	**(151.644)**
Cierre Obras en Curso	(875.679)	271	1.139	717.837	4.309	90.477	277	61.369	**0**
Cambios, Total	**185.892**	**271**	**(4.502)**	**639.451**	**1.362**	**72.266**	**21**	**43.030**	**937.791**
Saldo Final 31-12-2025	**1.238.479**	**30.280**	**65.462**	**2.163.823**	**4.080**	**287.516**	**1.363**	**116.034**	**3.907.037**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos por provisión de desmantelamiento al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 son los siguientes:

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2026	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Líneas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	11.206	103.058	3.483	48.150	42.576	1.059	**209.532**
Depreciación acumulada	(3.432)	(15.384)	(573)	(4.236)	(9.423)	(88)	**(33.136)**
Deterioro	0	(60.882)	0	0	0	0	**(60.882)**
Saldo al 01-01-2026	**7.774**	**26.792**	**2.910**	**43.914**	**33.153**	**971**	**115.514**
Movimiento	0	0	0	0	0	0	**0**
Depreciación	(833)	(2.315)	(73)	(1.445)	(1.443)	(33)	**(6.142)**
Saldo Final al 30-09-2026	**6.941**	**24.477**	**2.837**	**42.469**	**31.710**	**938**	**109.372**

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2025	Centrales Termoeléctrica Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Líneas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	11.206	75.027	3.483	43.456	26.632	1.059	**160.863**
Depreciación acumulada	(2.321)	(13.488)	(474)	(2.520)	(8.047)	(44)	**(26.894)**
Deterioro	0	(40.197)	0	0	0	0	**(40.197)**
Saldo al 01-01-2025	**8.885**	**21.342**	**3.009**	**40.936**	**18.585**	**1.015**	**93.772**
Movimiento	0	28.031	0	4.694	15.944	0	**48.669**
Deterioro	0	(20.685)	0	0	0	0	**(20.685)**
Depreciación	(1.111)	(1.896)	(99)	(1.716)	(1.376)	(44)	**(6.242)**
Saldo Final al 31-12-2025	**7.774**	**26.792**	**2.910**	**43.914**	**33.153**	**971**	**115.514**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	1.300.470	995.535
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	149.834	129.430
Construcción en Curso Otros	151.228	113.514
Terrenos	30.280	30.280
Edificios	63.911	65.462
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	14.894	25.334
Centrales Termoeléctricas	578.095	595.993
Centrales Diesel	392	428
Centrales Hidroeléctricas	16.998	17.356
Centrales Fotovoltaicas	1.025.938	1.049.406
Parque Eólico	365.428	383.214
Gasoductos	48.119	49.316
Puertos	41.982	42.776
Equipamiento de Tecnología de la Información	3.103	4.080
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	277.333	285.788
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	1.297	1.728
Vehículos de Motor	1.293	1.363
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	10.015	10.173
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	37.313	37.969
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.178	3.226
Otras Propiedades, Planta y Equipo	65.098	64.666
Total Propiedades, Planta y Equipos	**4.186.199**	**3.907.037**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente (continuación):

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	1.300.470	995.535
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	149.834	129.430
Construcción en Curso Otros	154.404	116.690
Terrenos	40.275	40.275
Edificios	326.968	326.968
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	337.929	337.929
Centrales Termoeléctricas	2.475.415	2.475.415
Centrales Diesel	53.603	53.603
Centrales Hidroeléctricas	40.875	40.875
Centrales Fotovoltaicas	1.132.370	1.132.370
Parque Eólico	559.975	559.975
Gasoductos	429.290	429.290
Puertos	139.147	139.147
Equipamiento de Tecnología de la Información	21.075	21.075
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	488.306	488.282
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	58.227	58.227
Vehículos de Motor	8.247	8.130
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.716	12.716
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	52.386	52.386
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.990	3.990
Otras Propiedades, Planta y Equipo	221.449	220.976
Total Propiedades, Planta y Equipos	**8.006.951**	**7.643.284**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente (continuación):

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(145.863)	(144.312)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(312.213)	(301.773)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.020.417)	(1.002.519)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.261)	(41.225)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(23.877)	(23.519)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(106.432)	(82.964)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(194.547)	(176.761)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(360.857)	(359.660)
Depreciación Acumulada Puertos	(67.712)	(66.918)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(17.607)	(16.630)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones	(210.973)	(202.494)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(56.930)	(56.499)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(6.887)	(6.700)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(2.701)	(2.543)
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(15.073)	(14.417)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(812)	(764)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(125.750)	(125.709)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	**(2.709.912)**	**(2.625.407)**

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Deterioro de Valor, Construcción en Curso	(3.176)	(3.176)
Deterioro de Valor, Terrenos	(9.995)	(9.995)
Deterioro de Valor, Edificios	(117.194)	(117.194)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(11.950)	(11.950)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(876.903)	(876.903)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(10.822)	(10.822)
Deterioro Acumulado Puertos	(29.453)	(29.453)
Deterioro Acumulado, Gasoductos	(20.314)	(20.314)
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(365)	(365)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	0	0
Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(67)	(67)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(30.601)	(30.601)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(1.110.840)**	**(1.110.840)**
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(3.820.752)**	**(3.736.247)**

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de Propiedades, plantas y equipos.

Las Propiedades, Plantas y Equipos se encuentran valoradas a su costo amortizado que no difiere significativamente de su valor razonable.

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

A la fecha de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios, la Sociedad no cuenta con ítems de Propiedades, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

17.1 Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	30-09-2026		31-12-2025	
	Tasa de interés	kUSD	Tasa de interés	kUSD
Proyectos Renovables	5,293%	39.980	5,551%	31.973
Proyectos Subestaciones	5,293%	2.127	5,551%	3.036
Otros Proyectos	5,293%	2.918	5,551%	1.771
Total		**45.025**		**36.780**

La tasa utilizada es la ponderada de los créditos que mantiene la Sociedad.

17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	30 de septiembre de 2026		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	4.617	2.406
Entre 1 año y cinco años	28.093	15.812	12.281
Más de cinco años	43.895	12.406	31.489
Total	**79.011**	**32.835**	**46.176**

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2025		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	4.785	2.238
Entre 1 año y cinco años	28.093	16.669	11.424
Más de cinco años	49.163	14.970	34.193
Total	**84.279**	**36.424**	**47.855**

Ver nota 10.5 y 10.6

Con fecha 25 de febrero 2026, la Sociedad celebró un contrato de promesa de compraventa con Puerto Ventanas S.A. por el cual la Sociedad se obliga a vender los activos correspondientes a las instalaciones marítimas y terrestres que forman parte del muelle mecanizado, estructuras marítimas y terrestres, para la carga, descarga y transferencia de graneles en general, ubicado en la Bahía Mejillones, comuna de Mejillones, Provincia y Región de Antofagasta. (el "Puerto Andino"). La Transacción incluye, además, la cesión de la parte de la concesión marítima que ampara al Puerto Andino.

Como es usual en este tipo de acuerdos, la Transacción se encuentra sujeta a una serie de condiciones suspensivas, incluyendo: (i) la aprobación de la Transacción por parte de la fiscalía nacional Económica; (ii) la autorización de la transferencia de la parte de la concesión marítima que ampara al Puerto Andino por parte del Ministerio de Defensa Nacional; además de otras condiciones y estipulaciones contractuales habituales en este tipo de operaciones.

Con fecha 24 de junio 2026 La fiscalía nacional Económica (FNE) aprobó la operación entre Puerto Ventanas (PVSA), filial de Sigdo Koppers, y Engie Chile, con lo que se cumple uno de los requisitos indicados en la promesa de compraventa del terminal Puerto Andino, ubicado en la bahía de Mejillones.

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 30 de septiembre de 2026 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 130.779, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento. EECL mantiene actualmente en sus registros contratos de arrendamientos por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho en uso se amortizan en el plazo de los contratos de arrendamiento. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 son los siguientes:

Movimientos Año 2026	Terrenos	Vehículos de Motor	Total Activos por Derecho de Uso
	kUSD	kUSD	kUSD
Activos por Derecho de uso	**139.535**	**0**	**139.535**
Amortización Acumulada	**(27.427)**	**0**	**(27.427)**
Saldo Inicial al 01-01-2026	**112.108**	**0**	**112.108**
Contratos nuevos	22.429	0	**22.429**
Gasto por Amortización	(2.586)	0	**(2.586)**
Amortización (*)	(1.172)	0	**(1.172)**
Cambios, Total	**18.671**	0	**18.671**
Saldo Final 30-09-2026	**130.779**	**0**	**130.779**

Movimientos Año 2025	Terrenos	Vehículos de Motor	Total Activos por Derecho de Uso
	kUSD	kUSD	kUSD
Activos por Derecho de uso	**139.756**	**2.907**	**142.663**
Amortización Acumulada	**(22.636)**	**(2.907)**	**(25.543)**
Saldo Inicial al 01-01-2025	**117.120**	**0**	**117.120**
Contratos terminados	(221)	(2.907)	**(3.128)**
Gasto por Amortización	(2.860)	0	**(2.860)**
Amortización (*)	(2.152)	0	**(2.152)**
Amortización de contratos terminados	221	2.907	**3.128**
Cambios, Total	**(5.012)**	**0**	**(5.012)**
Saldo Final 31-12-2025	**112.108**	**0**	**112.108**

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO (continuación)

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos por Derecho de Uso

	30 de septiembre de 2026			
	Valor Bruto	Valor Interés	Valor presente corto plazo	Valor presente largo plazo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Menor a un año	6.955	2.719	4.236	0
Entre 1 año y 3 años	18.498	7.575	0	10.923
Entre 3 años y 5 años	10.632	4.640	0	5.992
Más de 5 años	122.467	31.312	0	91.155
Total	**158.552**	**46.246**	**4.236**	**108.070**

	31 de diciembre de 2025			
	Valor Bruto	Valor Interés	Valor presente corto plazo	Valor presente largo plazo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Menor a un año	7.711	2.968	4.743	0
Entre 1 año y 3 años	18.406	8.282	0	10.124
Entre 3 años y 5 años	9.856	5.060	0	4.796
Más de 5 años	112.031	35.164	0	76.867
Total	**148.004**	**51.474**	**4.743**	**91.787**

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Nuestra filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. considera lo siguiente:

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, modificada por la Ley 27.468 y por la Ley 27.541, establece respecto del ajuste por inflación impositivo, con vigencia para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, lo siguiente:

(a) que dicho ajuste resultará aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC que supere el 100% en los treinta y seis meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida;

(b) que, respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación de ese índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere un 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente; y

(c) que el ajuste por inflación impositivo positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que se deba calcular en caso de verificarse los supuestos previstos en los acápites (a) y (b) precedentes, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

La Sociedad determina el efecto del impuesto a las ganancias siguiendo el método de impuesto a las ganancias diferido, el cual consiste en el reconocimiento, como crédito o deuda, del efecto impositivo de las diferencias temporarias entre la valuación contable y la impositiva de los activos y pasivos, determinado a la tasa del 30% o 25%, y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas, considerando, asimismo, la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro.

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

Las diferencias temporarias determinan saldos activos o pasivos de impuesto a las ganancias diferido cuando su reversión futura disminuya o aumente los impuestos determinados. Cuando existen quebrantos impositivos acumulados susceptibles de disminuir ganancias impositivas futuras o el impuesto a las ganancias diferido resultante de las diferencias temporarias sea un activo, se reconocen contablemente dichos créditos, en la medida en que la Dirección de la Sociedad estime que su aprovechamiento sea probable.

Cabe mencionar que la Reforma Tributaria sancionada el 27 de diciembre de 2017 y modificada por la Ley 27.541, introduce una reducción de la alícuota impositiva del impuesto a las ganancias, que se implementará de forma gradual, según el siguiente esquema:

Período fiscal iniciado	Alicuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2025	25%	35%
1° de enero de 2026	25%	35%

El efecto de la modificación gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias mencionada anteriormente fue considerado en la medición de los activos y pasivos por impuesto diferido que se originan en diferencias temporarias que se estima habrán de reversarse en los períodos en los que estén vigentes las nuevas alícuotas.

19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	78.594	77.296
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	108.211	170.935
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	311	338
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	0	61
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	16.795	15.020
Activos por Impuestos Diferidos	**203.911**	**263.650**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de ésta cubren lo necesario para recuperar estos activos.

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	248.807	224.459
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	68.711	69.459
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	72.952	60.985
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	3.580	4.999
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	11.714	12.524
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	7.189	7.626
Pasivos por Impuestos Diferidos	**414.107**	**381.206**

(1) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de “Purchase Price Allocation” (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra en el 2022.

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

Impuestos Diferidos	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	45.920	50.206
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	256.116	167.762
Neto	**210.196**	**117.556**

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2020-2026
Argentina	2021-2026

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2026		2025		2026		2025	
	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**102.025**	**27,00**	**91.251**	**27,00**	**27.164**	**27,00**	**22.771**	**27,00**
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.814)	(0,47)	(1.188)	(0,34)	(591)	(0,02)	(348)	(0,01)
Otras diferencias permanentes	(702)	(0,19)	39.452	11,66	481	0,24	38.850	11,43
Total Diferencias Permanentes	**(2.516)**	**(0,66)**	**38.264**	**11,32**	**(110)**	**0,22**	**38.502**	**11,42**
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	**99.509**	**26,34**	**129.515**	**38,32**	**27.054**	**27,22**	**61.273**	**38,42**

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

19.3 Conciliación Tasa Efectiva (continuación)

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2026		2025		2026		2025	
	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**101.747**	**27,00**	**91.277**	**27,00**	**27.209**	**27,00**	**23.103**	**27,00**
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.814)	(0,48)	(1.188)	(0,35)	(591)	(0,04)	(348)	(0,02)
Otras Diferencias Permanentes (1)	(51)	(0,01)	38.765	11,46	523	0,20	38.379	11,31
Total Diferencias Permanentes	**(1.865)**	**(0,49)**	**37.577**	**11,11**	**(68)**	**0,16**	**38.031**	**11,29**
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	**99.882**	**26,51**	**128.854**	**38,11**	**27.141**	**27,16**	**61.134**	**38,29**

(1) Corresponde principalmente a impuestos diferidos no recuperables.

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2026		2025		2026		2025	
	Impuesto 25% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 25% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	**278**	**25,00**	**(26)**	**25,00**	**(45)**	**25,00**	**(332)**	**25,00**
Otras Diferencias Permanentes	(651)	(58,57)	687	(660,58)	(42)	(11,42)	471	(678,30)
Total Diferencias Permanentes	**(651)**	**(58,57)**	**687**	**(660,58)**	**(42)**	**(11,42)**	**471**	**(678,30)**
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	**(373)**	**(33,57)**	**661**	**(635,58)**	**(87)**	**13,58**	**139**	**(653,30)**

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del gasto (ingreso) a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Ítem	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	10.013	(4.586)	(2.451)	825
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	0	(13)	0	0
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	29.188	61.254	18.023	46.712
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	63.691	69.158	10.189	13.679
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	22	(2)	(4)	(26)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(3.405)	3.704	1.297	83
Total	**99.509**	**129.515**	**27.054**	**61.273**

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Ítem	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	3.405	(3.704)	(1.297)	(83)
Total	**3.405**	**(3.704)**	**(1.297)**	**(83)**

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del período

Al 30 de septiembre de 2026 kUSD 8.243.

Al 30 de septiembre de 2025 kUSD 12.806.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	30-09-2026		31-12-2025	
	Corriente kUSD	No Corriente kUSD	Corriente kUSD	No Corriente kUSD
Préstamos que devengan intereses	330.217	2.157.358	136.814	2.254.265
Derivados de cobertura (ver nota 21)	8.562	17.522	14.569	32.765
Otros Pasivos Financieros	0	0	26.018	0
Total	**338.779**	**2.174.880**	**177.401**	**2.287.030**

Los pasivos financieros de la compañía se encuentran descritos en detalle en las Notas 20.1 y 20.2.

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	30-09-2026		31-12-2025	
	Corriente kUSD	No Corriente kUSD	Corriente kUSD	No Corriente kUSD
Préstamos bancarios	308.471	685.586	116.769	921.485
Obligaciones con público	21.746	1.471.772	20.045	1.332.780
Total	**330.217**	**2.157.358**	**136.814**	**2.254.265**

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses

20.1.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		91 días a 1 año		Total	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,327	6,327	3.191	0	2.220	3.505	**5.411**	**3.505**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,327	6,327	1.553	0	1.080	1.705	**2.633**	**1.705**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	45	0	0	0	**45**	**0**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,417	4,417	0	2.964	150.835	0	**150.835**	**2.964**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (3)	Chile	USD	Bullet	4,417	4,417	0	1.981	100.557	0	**100.557**	**1.981**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,268	6,268	0	0	0	461	**0**	**461**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (5)	Chile	USD	Bullet	4,810	4,810	0	53.129	534	0	**534**	**53.129**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (6)	EEUU	USD	Amortizable	5,257	5,257	0	27.738	35.741	18.419	**35.741**	**46.157**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (6)	Alemania	USD	Amortizable	5,257	5,257	0	3.910	5.684	2.632	**5.684**	**6.542**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Corporación Andina de Fomento (CAF) (7)	Institución Financiera Multilateral	USD	Amortizable	5,349	4,827	7.031	0	0	325	**7.031**	**325**
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										**11.820**	**89.722**	**296.651**	**27.047**	**308.471**	**116.769**

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses (continuación)

20.1.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corriente (continuación)

(1) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con BID Invest descrito en la nota 20.1.2, además de cuotas de capital pagaderas en diciembre de 2026 y junio de 2027 por un monto USD 2,75 millones y USD 3,3 millones, respectivamente.

(2) y (3) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Scotiabank por un total de USD 250 millones descrito en la nota 20.1.2.

(4) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Santander y otros bancos por un total de USD 170 millones. descrito en la nota 20.1.2. Este financiamiento se prepagó íntegramente el 15 de junio de 2026. El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El capital es pagadero en una sola cuota el 14 de diciembre de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6M más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo. Durante 2023, Banco Santander asignó porciones del préstamo a otros bancos quedando finalmente cada uno de ellos con un monto de capital de USD 34 millones. Los bancos incluyen Banco Santander, Rabobank, Banco Estado, Société Générale, e Intesa San Paolo. El 15 de junio de 2026, la compañía prepagó este crédito en su totalidad y liquidó el derivado correspondiente.

(5) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado con vencimiento el 12 de enero de 2026, según se explica en el número (5) de la nota 20.1.2., que fue renovado con una nueva fecha de vencimiento en diciembre de 2028..

(6) Corresponde a intereses devengados y cuotas de capital de los financiamientos con International Finance Corporation (IFC) y Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) por un saldo total de USD 268,6 millones al 30 de septiembre de 2026, como se describe en la nota 20.1.2.

(7) Corresponde a intereses devengados del financiamiento firmado con la Corporación Andina de Fomento (“CAF”) descrito en la nota 20.1.2.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses (continuación)

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,327	6,327	33.106	16.841	23.849	40.541	9.168	10.883	**66.123**	**68.265**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,327	6,327	16.083	8.194	11.577	19.724	4.458	5.297	**32.118**	**33.215**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	0	14.966	14.959	**14.966**	**14.959**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,417	4,417	0	0	0	149.279	0	0	**0**	**149.279**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,417	4,417	0	0	0	99.519	0	0	**0**	**99.519**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (3)	Chile	USD	Bullet	6,268	6,268	0	0	0	170.000	0	0	**0**	**170.000**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (4)	EEUU	USD	Amortizable	5,257	5,257	64.764	72.776	65.243	72776	65.403	108.758	**195.410**	**254.310**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (4)	Alemania	USD	Amortizable	5,257	5,257	10.323	10.399	10.391	10399	10.400	15.529	**31.114**	**36.327**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (5)	Chile	USD	Bullet	4,810	4,810	49.012	0	0	0	0	0	**49.012**	**0**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Corporación Andina de Fomento (CAF) (6)	Institución Financiera Multilateral	USD	Amortizable	5,349	4,827	64.047	0	83.431	0	149.365	95.611	**296.843**	**95.611**
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										**237.335**	**108.210**	**194.491**	**562.238**	**253.760**	**251.037**	**685.586**	**921.485**

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses (continuación)

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

(1) El 23 de diciembre de 2020, EECL firmó un contrato de crédito por USD 125.000.000 con BID Invest, el cual se compone de un préstamo senior de BID Invest y el Fondo Chino para cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) de USD 110.000.000 y un financiamiento de USD 15.000.000 provisto por el Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de dichos préstamos. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman USD 110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del capital de la deuda en todo momento, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto nocional inicial de USD 55 millones.

(2) El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de USD 250 millones. El 28 de julio, la compañía giró un primer préstamo de USD 150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

(3) El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El capital es pagadero en una sola cuota el 14 de diciembre de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6M más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo. Durante 2023, Banco Santander asignó porciones del préstamo a otros bancos quedando finalmente cada uno de ellos con un monto de capital de USD 34 millones. Los bancos incluyen Banco Santander, Rabobank, Banco Estado, Société Générale, e Intesa San Paolo. El 15 de junio de 2026, la compañía prepagó este crédito en su totalidad y liquidó el derivado correspondiente.

(4) El 20 de junio de 2023, la compañía firmó un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial por un total de USD 350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento “KFW”, alcanzó un monto comprometido total de USD 400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye USD 200 millones provistos por IFC, USD 114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, USD 35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por USD 50 millones. El 28 de julio de 2023 la compañía giró los primeros USD200 millones bajo este financiamiento. Los USD 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. El financiamiento se paga en 19 cuotas semestrales iguales a partir del 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El préstamo devenga una tasa variable basada en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen y su riesgo de tasa de interés se encuentra cubierto en un 60% con un swap de tasa de interés con Banco de Chile. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,815% anual. El financiamiento contemplaba el cumplimiento de ciertos indicadores de sostenibilidad, los que, de ser cumplidos, significarían una reducción del margen del préstamo en 0,2% anual a partir de 2027. El 15 de enero de 2026, la compañía renegoció las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepago del saldo remanente del préstamo de ILX por USD 28 millones y la reducción del spread del crédito de IFC y DEG en 121,6 bps en promedio, efectivo a partir del 16 de enero de 2026. Tanto la fecha de vencimiento del crédito como los derivados de tasa de interés asociados permanecieron inalterados, incrementándose la cobertura de estos últimos de un 60% a un 65,8%. La condición de vinculación a la sostenibilidad quedó eliminada, por lo tanto, los créditos ya no contemplan una potencial baja en la tasa de interés a partir de 2027 en caso de cumplirse los KPI o indicadores relevantes.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses (continuación)

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

(5) La compañía renovó un préstamo de USD 50 millones con Banco Estado con vencimiento original el 12 de enero de 2026, extendiendo su fecha de vencimiento a diciembre de 2028. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo *cross-currency swap*, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija.

(6) El 15 de octubre de 2025, Engie Energía Chile celebró un contrato de financiamiento denominado Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento ("CAF"), como acreedor, entre otras partes, en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de USD 400 millones. El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de US$250 millones, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de US$150 millones, con vencimiento en 2029 en el que participan tres bancos comerciales, BBVA, SMBC y CACIB, cada uno con US$50 millones. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el contrato de financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente. La compañía cerró dos contratos derivados con los bancos BBVA y SMBC para fijar la tasa de interés hasta un 80% del valor del financiamiento. Con ello, la tasa de interés fija que cubre un 80% del préstamo, quedó en 4,7713% anual. La compañía realizó un primer desembolso de USD 100 millones bajo este contrato el día 9 de diciembre de 2025 y un segundo desembolso de USD 200 millones el 20 de enero de 2026. Los USD 100 millones restantes fueron desembolsados el 7 de octubre de 2026, con posterioridad al cierre de estos estados financieros.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.2 Obligaciones con el Público

20.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		91 días a 1 año		Total	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amorti-zación	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	0	7.225	2.975	0	**2.975**	**7.225**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	14.521	0	0	6.552	**14.521**	**6.552**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas (3)	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	0	0	170	3.224	**170**	**3.224**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile (4)	Chile	UF	Bullet	5,859	5,823	0	0	1.241	3.044	**1.241**	**3.044**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile (5)	Chile	UF	Bullet	5,760	5,390	2.839	0	0	0	**2.839**	**0**
Obligaciones con el Público, Total										**17.360**	**7.225**	**4.386**	**12.820**	**21.746**	**20.045**

(1) Corresponde a los intereses devengados de la colocación de bonos descrita en Nota 20.2.2 (1).

(2) Corresponde a los intereses devengados de la colocación de bonos descrita en Nota 20.2.2 (2).

(3) Corresponde a los intereses devengados de la colocación de bonos descrita en Nota 20.2.2 (3).

(4) Corresponde a los intereses devengados de la colocación de bonos descrita en Nota 20.2.2 (4).

(5) Corresponde a los intereses devengados de la colocación de bonos descrita en Nota 20.2.2 (5).

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.2 Obligaciones con el Público (continuación)

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	Valor Nominal	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	559.500	0	0	496.537	494.950	0	0	**496.537**	494.950
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	755.000	0	0	0	0	491.913	489.519	**491.913**	489.519
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas (3)	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	261.772	0	0	223.822	223.511	0	0	**223.822**	223.511
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile (4)	Chile	UF	Bullet	5,859	5,823	268.645	0	0	0	0	124.839	124.800	**124.839**	124.800
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile (5)	Chile	UF	Bullet	5,760	5,390	187.899	0	0	0	0	134.661	0	**134.661**	0
Obligaciones con el Público,Total											**0**	**0**	**720.359**	**718.461**	**751.413**	**614.319**	**1.471.772**	**1.332.780**

(1) Con fecha 28 de enero de 2020, EECL emitió bonos en el mercado internacional bajo el formato 144-A / Reg S por un monto total de USD 500.000.000 a 10 años plazo. Una parte importante de los fondos obtenidos por la nueva emisión fue destinada al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021 (“*Any and All Tender Offer*”). Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento en enero de 2021, para así poder realizar el retiro y pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía logró el repago íntegro del bono por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021. Los fondos restantes de la nueva emisión fueron destinados al repago de deuda existente, costos de la transacción y otros fines generales de la compañía. El bono de USD 500.000.000 contempla una tasa de interés de cupón de 3,400% anual. Los intereses se pagan semestralmente, comenzando el día 28 de julio de 2020 y el capital se amortizará en una sola cuota el día 28 de enero de 2030.

(2) Con fecha 17 de abril de 2024, EECL emitió bonos en el mercado internacional bajo el formato 144-A / Reg S por un monto total de USD 500.000.000 a un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 6,375% anual. Los fondos fueron destinados en parte al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 350.000.000 con vencimiento original en enero de 2025 (“*Any and All Tender Offer*”). Un total de 61,28% de los bonos fue rescatado anticipadamente en virtud de dicha oferta, resultando en un pago anticipado de USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. El valor remanente de los bonos, por un total de USD 135.529.000 a una tasa cupón de 4,50% anual, quedó vigente hasta su vencimiento original el día 29 de enero de 2025. Los fondos restantes de la nueva emisión han sido destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (*Green Financing Framework*).

(3) El día 26 de septiembre de 2024, de conformidad con lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 “FinSA”. Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinaron, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo *cross-currency swap* mediante el cual el monto de capital del bono quedó en el equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.2 Obligaciones con el Público (continuación)

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente (continuación)

(4) El día 3 de septiembre de 2025, la compañía concretó su primera emisión de bonos verdes en el mercado local por un monto de UF 3.000.000 pagadero en una única cuota de capital el 1 de agosto de 2045. La colocación de la serie C se hizo a una tasa de interés de 3,57% anual bajo el mecanismo de remate holandés. El bono devenga intereses a una tasa cupón de 3,6% anual a partir del 1 de agosto de 2025, pagaderos semestralmente los días 1 de agosto y 1 de febrero de cada año. La compañía cerró un contrato derivado del tipo *cross-currency-swap* con Scotiabank para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,823%.

(5) Según lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 4 de junio de 2026, la compañía completó su segunda colocación de bonos verdes en el mercado nacional por UF 3.000.000 a 7 años plazo. La tasa cupón es de 2,95% anual y la tasa de colocación fue de 3,17% anual. La compañía cerró un contrato derivado del tipo *cross-currency-swap* con Banco Santander para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,39%.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2026

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	30-09-2026 kUSD	30-09-2026 kUSD	30-09-2026 kUSD	30-09-2026 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	559.500	17.000	34.000	508.500	0	559.500
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	755.000	31.875	63.750	63.750	595.625	755.000
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	261.772	12.218	249.554	0	0	261.772
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	UF	Bullet	5,859	5,823	268.645	7.325	14.650	14.650	232.020	268.645
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	UF	Bullet	5,760	5,390	187.899	7.353	14.706	14.706	151.134	187.899
Total										**2.032.816**	**75.771**	**376.660**	**601.606**	**978.779**	**2.032.816**

Año 2025

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2025 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2025 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	576.500	17.000	34.000	525.500	0	576.500
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	770.938	31.875	63.750	63.750	611.563	770.938
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	273.990	12.218	24.436	237.336	0	273.990
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	UF	Bullet	5,859	5,823	272.307	7.325	14.650	14.650	235.682	272.307
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	UF	Bullet	5,760	5,390	191.578	7.353	14.707	14.707	154.811	191.578
Total										**2.085.313**	**75.771**	**151.543**	**855.943**	**1.002.056**	**2.085.313**

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera consolidado activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Cobertura Tipo de cambio	30-09-2026				31-12-2025			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Cobertura flujos de caja	7.450	37.184	8.421	16.662	11.459	64.206	14.569	32.765
Total	**7.450**	**37.184**	**8.421**	**16.662**	**11.459**	**64.206**	**14.569**	**32.765**

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Costos en pesos (CLP)	258.000	248.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	21.700	67.435	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Activos en pesos (CLP)	50.000	0	Valor razonable
Swap	Tasas de Interés	Tasas de Interés	644.373	629.734	Flujos de caja
CCS	Tasa de interés, tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (CHF/USD)	227.518	240.202	Flujos de caja
CCS	Tasa de interés, tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (CLF/USD)	253.334	131.386	Flujos de caja
CCS	Tasa de interés, tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (USD/CLP)	45.517	50.658	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del periodo terminado al 30 de septiembre de 2026, la Sociedad reconoció pérdidas por inefectividad por un monto de KUSD 17. Al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no reconoció ganancias o pérdidas por inefectividad asociadas a dichas coberturas.

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA (continuación)

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor razonable en el estado de situación financiera consolidado se clasifican de acuerdo a su valor razonable, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	30-09-2026		31-12-2025	
	Valor Libro	Valor Razonable	Valor Libro	Valor Razonable
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	19	19	23	23
Saldos en Bancos	26.364	26.364	13.015	13.015
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	239.449	239.449	74.042	74.042
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	207.285	207.285	315.875	315.875
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	11.032	11.032	699	699
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	2.521.650	1.491.380	2.464.431	1.412.698
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	361.211	361.211	353.409	353.409
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	76.840	76.840	98.774	98.774

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	30-09-2026 kUSD	Nivel 1 kUSD	Nivel 2 kUSD	Nivel 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	45.285	45.285	0	0
Total	**45.285**	**45.285**	**0**	**0**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	25.943	0	25.943	0
Total	**25.943**	**0**	**25.943**	**0**
Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	**31-12-2025 kUSD**	**Nivel 1 kUSD**	**Nivel 2 kUSD**	**Nivel 3 kUSD**
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	75.974	75.974	0	0
Total	**75.974**	**75.974**	**0**	**0**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	47.334	0	47.334	0
Total	**47.334**	**0**	**47.334**	**0**

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA (continuación)

Efectividad de la cobertura - Prospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida en forma prospectiva, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD-Libor, utilizando el método del "derivado hipotético", el cual consiste en estructurar un derivado de forma tal, que sea 100% efectivo en la cobertura del crédito sindicado. Los cambios del valor razonable del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor razonable del "derivado real", el cual corresponde al que la Sociedad obtuvo en el mercado para cubrir el objeto de cobertura. El cociente del cambio en ambos valores razonables atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura. Esta prueba se lleva a cabo en cada cierre contable, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD Libor, los cuales se detallan a continuación:

Escenario 1: -50 bps
Escenario 2: -25 bps
Escenario 3: -15 bps
Escenario 4: +15 bps
Escenario 5: +25 bps
Escenario 6: +50 bps

Los resultados obtenidos avalan que la efectividad esperada de la cobertura es alta ante cambios de los flujos de efectivo atribuibles al riesgo cubierto (tasa USD Libor), logrando satisfactoriamente la compensación.

Efectividad de la cobertura - Retrospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida de forma retrospectiva, utilizando el método del derivado hipotético. Esta efectividad debe ser medida evaluando los cambios en el valor razonable del derivado hipotético y del derivado real, considerando los cambios reales ocurridos en el mercado de los inputs utilizados para la valoración.

Inefectividad de la cobertura:

La inefectividad en la cobertura corresponde a la diferencia entre el valor razonable del derivado real y del derivado hipotético, la cual deberá ser reconocida como utilidad o pérdida en los estados de resultados del período de medición.

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	30-09-2026		31-12-2025	
	Corriente kUSD	No Corriente kUSD	Corriente kUSD	No Corriente kUSD
NIIF 16 - Arrendamientos	4.236	108.070	4.743	91.787
Total	**4.236**	**108.070**	**4.743**	**91.787**

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS (continuación)

22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					Hasta 90 días		91 días a 1 año		Total	
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	11	50	49	25	**60**	**75**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	39	106	185	189	**224**	**295**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	28	76	132	135	**160**	**211**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	203	27	0	67	**203**	**94**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	165	174	490	513	**655**	**687**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	92	97	273	286	**365**	**383**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	79	216	300	311	**379**	**527**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	11	19	29	30	**40**	**49**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	65	8	0	23	**65**	**31**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	9	25	59	61	**68**	**86**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	8	23	82	85	**90**	**108**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	2	5	21	22	**23**	**27**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	422	802	735	761	**1.157**	**1.563**
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	2	128	231	121	**233**	**249**
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	84	84	197	191	**281**	**275**
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	28	83	39	0	**67**	**83**
77.285.671-7	Ibereolica Ernc Antofagasta SpA	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	7,300	7,000	166	0	0	0	**166**	**0**
Pasivos por Arrendamientos, Total								**1.414**	**1.923**	**2.822**	**2.820**	**4.236**	**4.743**

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS (continuación)

22.2 Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	30-09-2026	31-12-2025	30-09-2026	31-12-2025	30-09-2026	31-12-2025	30-09-2026	31-12-2025
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	162	165	120	123	691	802	**973**	**1.090**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	597	613	437	449	4.969	5.529	**6.003**	**6.591**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	426	437	312	320	3.546	3.946	**4.284**	**4.703**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	203	217	149	158	3.601	3.836	**3.953**	**4.211**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	1.237	1.839	0	0	0	0	**1.237**	**1.839**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	689	1.025	0	0	0	0	**689**	**1.025**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	955	988	685	708	14.428	15.737	**16.068**	**17.433**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	94	96	68	70	527	598	**689**	**764**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	71	76	55	58	680	724	**806**	**858**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	188	195	135	139	1.512	1.683	**1.835**	**2.017**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	259	269	184	191	1.332	1.518	**1.775**	**1.978**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	68	70	48	50	314	361	**430**	**481**
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	2.341	2.422	1.680	1.737	37.757	41.120	**41.778**	**45.279**
76.708.710-1	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	561	756	0	87	0	0	**561**	**843**
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	849	824	624	606	255	495	**1.728**	**1.925**
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	130	132	99	100	436	518	**665**	**750**
77.285.671-7	Ibereolica Ernc Antofagasta SpA	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	7,230	7,000	2.093	0	1.396	0	21.107	0	**24.596**	**0**
Pasivos por Arrendamientos,Total								**10.923**	**10.124**	**5.992**	**4.796**	**91.155**	**76.867**	**108.070**	**91.787**

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Como parte del desarrollo y operación del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar positivamente o negativamente en la sostenibilidad, reputación o los objetivos estratégicos, financieros y operacionales.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

Factores de Riesgo

23.1 Riesgo del Negocio

23.1.1. Combustibles y cadena de suministro

Indisponibilidad o interrupciones en la cadena de suministro de combustibles: Importamos una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una disrupción en su cadena de producción o fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos vernos forzados a adquirir a mayores precios, ya sea el mismo combustible o un sustituto o comprar energía en el mercado spot, y podríamos ser incapaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes, con la consiguiente reducción en nuestros márgenes operacionales.

Riesgo de precio de combustibles: En ENGIE Energía Chile estamos expuestos a la volatilidad de precios de ciertos *commodities*, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente gas natural licuado, carbón y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se solían realizar en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encontraban vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Como producto del proceso de descarbonización de la compañía, las compras de carbón se han vuelto más esporádicas y las compras se realizan puntualmente en lugar de hacerlo bajo contratos anuales. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (ULSD o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub y ha realizado compras de GNL en el mercado spot. El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. La Compañía mitiga su exposición al riesgo de fluctuaciones en los precios de los combustibles a través de (i) la firma de contratos de suministro con otras generadoras del sistema que han permitido reducir sus compras de energía al mercado spot y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo y compras de GNL en el mercado spot; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia de combustibles fósiles, (iv) adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal y (v) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.1.2 Clientes

Dependencia de un número limitado de clientes que representan un volumen significativo de nuestras ventas: En nuestro negocio de venta de energía eléctrica dependemos de la capacidad y disposición de un número limitado de grandes clientes de cumplir sus compromisos contractuales con nosotros en forma oportuna. Si alguno de estos clientes no pudiere o se negare a cumplir sus obligaciones de pago, nuestro flujo de caja y nuestra condición financiera podrían verse afectados. Adicionalmente, si alguno de estos clientes entrare en situación de insolvencia, nuestra capacidad de recuperar los pagos debidos bajo los contratos de suministro podría verse limitada.

Impacto de la caída en el precio del cobre en nuestros principales clientes: Aproximadamente un 38,4% de nuestra venta física de energía corresponde a empresas mineras, cuya condición financiera depende en gran medida del precio internacional del cobre. Si bien nuestros clientes están entre los mayores productores de cobre a nivel mundial, caídas sostenidas en los precios del cobre o caídas prolongadas en la demanda por cobre podrían tener impactos adversos en los ingresos y resultados financieros de nuestros clientes, quienes podrían verse forzados a reducir o suspender algunas de sus operaciones mineras, disminuyendo su demanda por electricidad y su capacidad de cumplir con sus obligaciones financieras bajo nuestros contratos de suministro de energía y potencia y planes de expansión de capacidad instalada.

Históricamente, los aumentos en la demanda de electricidad en Chile han estado correlacionados con el desarrollo de grandes proyectos mineros. La creciente preocupación por el calentamiento global y la escasez de agua también han contribuido a limitaciones y regulaciones ambientales y sociales más estrictas para la industria minera, resultando en desafíos relevantes para el desarrollo de grandes proyectos mineros. Hemos respondido a los requerimientos de nuestros clientes en términos de la reducción de su propia huella de carbono mediante la renegociación de nuestros contratos de suministro de electricidad, cambiando la indexación de tarifas y las fuentes de suministro. Posibles fallas de nuestros clientes en completar la construcción de nuevos proyectos podrían resultar en la incapacidad de honrar sus compromisos de demanda contratada bajo sus contratos de suministro de electricidad o en la terminación anticipada de dichos acuerdos. Si bien habitualmente este tipo de instrumentos está respaldado por garantías, podríamos quedar expuestos a la venta de electricidad en el mercado spot o a buscar contratos alternativos, lo que podría tener resultados adversos en nuestra condición financiera y nuestros resultados operacionales.

Multas por fallas en nuestro suministro a clientes: Estamos expuestos a multas por infracción de las normativas vigentes en Chile, incluyendo apagones totales o parciales del sistema eléctrico y/o demoras en restaurar la energía después de aquello. Estas multas se podrán imponer a todas las compañías eléctricas que participan en el SEN cuando el apagón del sistema es producto de un error operativo de cualquier empresa generadora u operadora del sistema de transmisión, incluyendo las fallas relacionadas con la coordinación de las obligaciones de los participantes del sistema. Las compañías generadoras también podrían verse obligadas a pagar indemnizaciones a los clientes no regulados o a los clientes regulados afectados por escasez de suministro eléctrico.

Suministro de electricidad a clientes regulados: Las compañías generadoras que suministran electricidad a los clientes regulados están expuestas a riesgos adicionales. Aproximadamente un 64,5% de nuestras ventas de electricidad bajo contrato se hacen a compañías de distribución regulada y están medidas en dólares de Estados Unidos. En años anteriores, los contratos de suministro de electricidad a compañías distribuidoras fueron sujetos a las leyes de estabilización de tarifas a clientes regulados las que tuvieron impactos sobre la liquidez, el endeudamiento y los resultados financieros de la compañía. Por otra parte, una compañía generadora que celebra contratos de suministro con clientes regulados tiene la obligación de realizar pagos compensatorios a los clientes regulados afectados por fallas de suministro cuando dichas fallas sean atribuibles a la compañía. Por ejemplo, si una compañía generadora no puede cumplir sus contratos de suministro con clientes regulados durante un período en que se encuentre vigente un decreto de racionamiento, tiene la obligación de indemnizar a dichos clientes por la escasez de energía resultante.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.1.2 Clientes (continuación)

Esto contrasta con los contratos de suministro con los clientes no regulados, los cuales requieren indemnización solo si se estipula en el contrato de suministro. Además, las compañías generadoras que tienen contratos de suministro con clientes regulados no podrán invocar fuerza mayor bajo dichos contratos cuando se haya promulgado un decreto de racionamiento, sea como consecuencia de una sequía, de una falla de las unidades generadoras o de la falta de gas transportado por ductos internacionales. Por ende, a diferencia de los contratos de suministro con clientes no regulados, la parte suministradora de un contrato de suministro con clientes regulados asume un mayor riesgo proveniente de la ocurrencia de dichos eventos de fuerza mayor.

23.2 Riesgos Financieros

23.2.1 Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor razonable de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio entre monedas distintas a la moneda funcional de la compañía, el dólar de los Estados Unidos de América. Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se vio incrementado significativamente con la promulgación de las leyes de Estabilización de Tarifas Eléctricas a partir de noviembre de 2019 que originaron un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, la compañía firmó acuerdos con BID Invest y otras instituciones financieras para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a sociedades de propósito especial que obtuvieron fondos a través de colocaciones de bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S y colocaciones privadas bajo el formato 4a2. Entre 2021 y 2025, la Sociedad realizó ventas de cuentas por cobrar bajo PEC-1 y de documentos de pago bajo PEC-2 y PEC-3 por un valor nominal total de USD 1.007 millones, con un gasto financiero neto de USD 54 millones. Con la última venta de documentos de pago en abril de 2025, y el fin de acumulación de saldos relacionados con las leyes de estabilización de precios al cliente regulado, se redujo la exposición de los saldos por cobrar a la volatilidad cambiaria.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.2 Riesgos Financieros (continuación)

23.2.1 Riesgo de Tipo de Cambio (continuación)

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward”. Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de USD 42 millones, con vencimientos mensuales de USD 14 millones entre octubre y diciembre de 2026 y de USD 156 millones, con vencimientos mensuales de USD 13 millones entre enero y diciembre de 2027, con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los resultados financieros de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha suscrito contratos de derivados para cubrir flujos de caja asociados a pagos bajo contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF, EUR) hasta el término de sus respectivos períodos de construcción. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Al cierre del ejercicio, existían contratos de venta de dólares forward por un monto nocional total de USD 21,7 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas de los proyectos de reconversión a gas natural de la central Infraestructura Energética Mejillones, el parque eólico Kallpa, condensadores síncronos en la Unidad 15 de Tocopilla, y suministro de torres. Estos derivados fueron contratados con Banco de Chile, Banco Estado, BCI y Banco Santander.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 30 de septiembre de 2026, un 94,6% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la compañía a otras monedas extranjeras no es material.

La sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza contable relacionada a los contratos de concesiones de uso oneroso u otros tipos de contratos tales como arriendo de flotas de vehículos que se consideran como arrendamientos financieros bajo la norma NIIF16. Estos contratos comprenden activos por derechos de uso que corresponden a activos no monetarios que se registran a su costo inicial en dólares, la moneda funcional de la compañía. Su contrapartida corresponde a pasivos monetarios que reflejan el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. La mayor parte de estos pasivos están denominados en Unidades de Fomento (UF) o Unidades Tributarias Mensuales (UTM). Por tratarse de pasivos monetarios, éstos se reajustan periódicamente y se convierten a dólares al tipo de cambio observado al cierre de cada ejercicio contable. En definitiva, el pasivo denominado en CLP, UF o UTM está sujeto a reajustes periódicos, quedando expuesto a fluctuaciones en los tipos de cambio, mientras que el activo queda fijo en dólares. Este descalce puede dar origen a utilidades o pérdidas contables en nuestros estados de resultados. Sin embargo, financieramente, el valor del activo por derechos de uso está íntimamente relacionado con el valor del pasivo, ya que ambos deberían reflejar el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. Al 30 de septiembre de 2026, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 112,3 millones.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.2 Riesgos Financieros (continuación)

23.2.1 Riesgo de Tipo de Cambio (continuación)

Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía presentaba IVA crédito fiscal denominado en moneda nacional reajustable por inflación por el equivalente a USD 139 millones, representando un activo expuesto a variaciones en los tipos de cambio. Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares forward para cubrir partidas del balance general expuestas a riesgo cambiario por un monto nocional total de USD 50 millones con vencimiento en noviembre de 2026. Por otra parte, la compañía realizó dos emisiones de bonos en el mercado local por un total de UF 6 millones, generándose así un pasivo expuesto a las fluctuaciones en los tipos de cambio. Ambos bonos fueron cubiertos con *cross-currency swaps* con Scotiabank y Banco Santander para llevar las obligaciones a tasa fija en dólares.

23.2.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor razonable de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (*Interest Rate Swaps o IRS*), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 30 de septiembre de 2026, un 88% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que USD 295 millones o un 12% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo NIIF16, se encontraba a tasa variable (USD 52,5 millones del financiamiento con BID Invest, USD 75 millones del préstamo con Scotiabank, USD 107,4 millones del financiamiento del IFC y DEG, y USD 60 millones correspondientes al 20% de los dos primeros desembolsos del préstamo de CAF por un total de USD 300 millones).

Tasa de Interés	**30-09-2026**	**31-12-2025**
Tasa de interés fija	88,00%	85,91%
Tasa de interés variable	12,00%	14,09%
Total	**100,00%**	**100,00%**

23.2.3 Riesgo de Precio de Acciones

Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.2 Riesgos Financieros (continuación)

23.2.4 Riesgo de Crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos, laborales, sociales, de seguridad, ambientales, políticos y tributarios. Nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, y nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque en ocasiones se han podido observar retrasos en los pagos de clientes regulados de menor tamaño, tales como cooperativas. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja.

La industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía puso en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos.

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la compañía, que exigen la asignación y monitoreo de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisadas en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o *impairment* es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de NIIF 9 en que a cada cuenta por cobrar se le asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de que este ocurra. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable.

Por su posición contractual, la compañía es normalmente uno de los principales pagadores netos dentro de la cadena de pagos del sector eléctrico chileno. Si bien está expuesta a morosidades o incumplimientos de pago de operadores del sector eléctrico, estos montos representan un porcentaje relativamente menor de la recaudación mensual. Incumplimientos por parte de otros operadores del sistema eléctrico podrían exponer a la compañía a aumentar volúmenes de venta a clientes regulados a las tarifas de sus contratos vigentes. Situaciones de insolvencia de otros operadores del sector eléctrico con quienes la compañía mantiene contratos de suministro para reducir su exposición al mercado spot podrían exponer a la compañía a retomar su exposición compradora en el mercado spot.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.2 Riesgos Financieros (continuación)

23.2.4 Riesgo de Crédito (continuación)

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos, garantías recibidas y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

23.2.5 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas. La Compañía cuenta con clasificaciones de riesgo con grado de inversión y acceso abierto a los mercados financieros, tal como se demuestra a continuación.

Al 30 de septiembre de 2026, EECL contaba con recursos en efectivo por USD 265,8 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los USD 2.476 millones, incluyendo USD 294,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante 2025 y 2026, la compañía obtuvo recursos de varios financiamientos relevantes además de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a las leyes de estabilización de precios a clientes regulados (“PEC-2” y “PEC-3). Estos recursos han permitido financiar proyectos de inversión y mejorar la liquidez. Las principales fuentes externas de fondos durante 2025 incluyeron los USD 112,4 millones recibidos en abril por la segunda y última venta de documentos de pago bajo PEC-3, la primera emisión de bonos de la compañía en el mercado local por un monto nominal de UF 3 millones en septiembre (aproximadamente USD 123,5 millones), y los USD 100 millones girados en diciembre bajo un nuevo contrato de financiamiento con la CAF por un total de USD 400 millones, quedando USD 300 millones disponibles para su uso en 2026. En 2025, la compañía pagó el saldo remanente de USD 135,5 millones de un bono 144-A por un monto original de USD 350 millones, además del pago de un préstamo de USD 50 millones con el BCI, con la consiguiente reducción de su deuda de corto plazo y fortalecimiento de su liquidez. En los primeros nueve meses de 2026, la compañía continuó con las acciones destinadas al fortalecimiento de su liquidez, mediante la extensión de la fecha de vencimiento del crédito de USD 50 millones con Banco Estado hasta diciembre de 2028, el desembolso de USD 200 millones bajo el financiamiento otorgado por la CAF, el prepago de USD 30 millones junto con la renegociación de la tasa de interés del financiamiento con IFC y DEG, el prepago del crédito sindicado por Banco Santander de USD 170 millones y la emisión de un nuevo bono local por un monto nominal de UF 3 millones en mayo (aproximadamente USD 136,4 millones).

Las acciones de pago, renovación, y toma de deudas se encuentran detalladas en la Nota 20 de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios.

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.3 Seguros

Mantenemos programas de seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, responsabilidades frente a terceros, directores y ejecutivos, así como a nuestro personal.

Para los daños materiales y la interrupción del negocio, contamos con pólizas de Todo Riesgo de Operación para EECL y sus filiales. Estas pólizas cubren los activos físicos, incluyendo plantas, bodegas y subestaciones, así como las pérdidas derivadas de la interrupción del negocio. La cobertura incluye riesgos tales como avería de maquinaria, incendio, explosión, eventos de la naturaleza y otros eventos externos de carácter súbito e imprevisto.

Adicionalmente, la compañía y sus filiales cuentan con coberturas para sus actividades de transporte, incluyendo seguros de carga con límites que varían según el tipo de mercancía transportada, ya sean combustibles o repuestos, y seguros de responsabilidad del fletador (Charterer's Liability), que cubren riesgos y daños asociados a la operación de embarcaciones.

Asimismo, mantenemos pólizas de Responsabilidad Civil General, que cubren la responsabilidad por daños corporales y materiales a terceros derivados de nuestras operaciones, incluyendo cobertura por responsabilidad patronal, daños a bienes de terceros, perjuicios consecuenciales, entre otros. Los directores y ejecutivos están cubiertos bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Directores y Ejecutivos (D&O).

La compañía también mantiene otros programas de seguros, tales como seguros de vida, edificios administrativos y sus contenidos, equipos móviles y responsabilidad civil de contratistas (OCIP).

En relación con los proyectos en construcción, estos cuentan con pólizas de Todo Riesgo de Construcción (CAR) que incluye cobertura de daños materiales y cobertura de pérdida de ingresos por atraso en la puesta en marcha (DSU – Delay in Start Up). También se contratan pólizas de Responsabilidad Civil y de transporte para cubrir estos riesgos durante la construcción del proyecto.

23.4 Clasificación de Riesgo

Al 30 de septiembre de 2026, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Positiva
Fitch Ratings	BBB	Positiva

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	AA	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA	Positiva	1° Clase Nivel 2

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, el 3 de julio de 2026, Standard and Poor's ratificó la clasificación de riesgo de ENGIE Energía Chile en BBB con perspectiva Estable. Por su parte, el 30 de septiembre de 2026 Fitch Ratings ratificó la calificación de BBB, mejorando la perspectiva de Estable a Positiva. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, Fitch Ratings ratificó la clasificación de solvencia de la compañía en AA, con perspectiva Positiva el 30 de septiembre de 2026, en tanto Feller Rate subió la clasificación a AA con perspectiva Estable el 15 de mayo de 2026. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se detallan a continuación.

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	30.528	14.757
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	264.253	287.341
Dividendos por Pagar	0	26.802
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	66.430	24.509
Total	**361.211**	**353.409**

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

NOTA 24 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR (continuación)

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						30-09-2026	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-365 días	366 y más		
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Productos	69.736	0	0	0	0	0	**69.736**	30
Servicios	276.066	0	0	0	0	0	**276.066**	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	**0**	
Total	**345.802**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**345.802**	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						30-09-2026
	Hasta 30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-365 días	366 y más	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Productos	177	432	206	200	57	0	**1.072**
Servicios	4.747	5.547	3.525	132	335	51	**14.337**
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	**0**
Total	**4.924**	**5.979**	**3.731**	**332**	**392**	**51**	**15.409**

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2025	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-365 días	366 y más		
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Productos	112.552	0	0	0	0	0	**112.552**	30
Servicios	213.150	0	0	0	0	0	**213.150**	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	26.802	0	**26.802**	
Total	**325.702**	**0**	**0**	**0**	**26.802**	**0**	**352.504**	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2025
	Hasta 30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-365 días	366 y más	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Productos	42	0	4	0	0	0	**46**
Servicios	825	25	4	0	2	3	**859**
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	**0**
Total	**867**	**25**	**8**	**0**	**2**	**3**	**905**

Los montos según días vencidos pendientes pueden corresponder a distintas situaciones, entre ellas, “notas de crédito pendientes de recibir, facturas no cobradas por proveedores, facturas con falta de respaldos para su pago, entre otros”.

NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Provisión de Vacaciones	10.455	9.837
Provisión Bonificación Anual	7.494	10.169
Descuentos Previsionales y de Salud	1.216	1.113
Retención Impuestos	582	1.137
Otras Remuneraciones	4.386	4.520
Total	**24.133**	**26.776**

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
IVA débito fiscal	0	841
Impuestos de retención	996	952
Pago recibido por Promesa de Venta Puerto Andino (anticipo) (1)	38.030	0
Ingresos anticipados (2)	1.969	5.980
Total	**40.995**	**7.773**

(1) Al 30 de septiembre de 2026, se mantiene vigente la promesa de compraventa de Puerto Andino por US$58,9 millones, habiéndose recibido un anticipo de US$38,0 millones con fecha 21 de julio. El resultado de la operación, cuyos activos presentan valor libro cero, será reconocido una vez cumplidas las condiciones suspensivas y materializada la transacción.

(2) Corresponde a cobros de Cargo Único facturados y que aún no son traspasados a clientes finales.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Ingresos por garantías	82	82
Total	**82**	**82**

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	252.937	183.074
Movimiento (1)	6.806	69.863
Subtotal	**259.743**	**252.937**
Provisión Contrato Oneroso		
Saldo Inicial (2)	11.800	11.800
Movimiento	(2.000)	0
Subtotal	**9.800**	**11.800**
Otros		
Saldo Inicial	4.000	4.000
Movimiento	(4.000)	0
Subtotal	**0**	**4.000**
Total	**269.543**	**268.737**

(1) Provisión Desmantelamiento

El Grupo ENGIE está trabajando para llegar hacia el “Net Zero Carbon” en el año 2045.

Para la actualización de la provisión de desmantelamiento, se consideraron todas las unidades de generación y las unidades renovables Parque Eólico Calama, Parque Solar Capricornio, Parque Solar Tamaya, Parque Solar Coya y las Centrales San Pedro I, San Pedro II, la ex Central Iquique, Parque Eólico Kallpa.

(2) Provisión Contrato Oneroso, corresponde al valor presente de la pérdida esperada por los contratos que mantienen Puerto Mejillones y Puerto Tocopilla.

NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	81	81
Total	**81**	**81**

Los cambios en la obligación por Beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Saldo Inicial	43	43
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	38	38
Total	**81**	**81**

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	12	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	13	13	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	**25**	**25**	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	30-09-2026	31-12-2025
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 29 – PATRIMONIO

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

La Sociedad no ha realizado emisiones de acciones o de instrumentos convertibles durante el período que hagan variar el número de acciones vigentes al 30 de septiembre de 2026.

Otras Reservas del Patrimonio	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Saldo de inversión por toma de control filial (2)	47.912	47.912
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	26.261	31.132
Total	**401.216**	**406.087**

(1) Incremento en capital a valor razonable producto de la adquisición de filiales Electroandina SpA., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., el 29 de diciembre de 2009.

(2) Corresponde al saldo diferencial que resulta de la absorción del interés minoritario versus la valorización de inversión del 40% producto del acuerdo con AMSA con fecha 31 de marzo de 2020 e informado a la CMF en hecho esencial.

29.1 Política de Dividendos

EECL tiene una política de dividendos flexible que consiste en distribuir a lo menos el dividendo mínimo obligatorio de 30% en conformidad a la ley y los estatutos sociales. En la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y, siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la compañía, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a las aprobaciones pertinentes, la compañía intenta pagar dos dividendos provisorios más el dividendo definitivo en mayo de cada año.

En relación a la Circular N° 1945 y N° 1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será lo que se refleja en los Estados Financieros Consolidados como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distribuible neta al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, fue de kUSD 278.444 y kUSD 222.839 respectivamente.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de abril de 2026 propuso la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2025 por la cantidad total de kUSD 66.852.

El 28 de abril de 2026 la Junta de Accionistas acordó distribuir un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2025 por la cantidad total de kUSD 66.852.

NOTA 29 – PATRIMONIO (continuación)

29.2 Gestión de Capital

El objetivo social es mantener un adecuado equilibrio que permita mantener un suficiente monto de capital para apoyar las operaciones y proporcionar un prudente nivel de apalancamiento, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

Los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento de la Sociedad, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deudas vigentes.

NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Ingresos Ordinarios

Definición (ver nota 3.13)

Ingresos Ordinarios	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026	2025	2026	2025
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Ventas de energía y potencia	1.389.138	1.316.001	449.726	446.318
Venta y transporte de gas	31.576	183.946	8.666	21.516
Venta de Combustible	0	32	0	32
Venta de peajes	113.557	90.929	35.472	29.460
Arriendo de instalaciones	313	613	237	164
Servicios Portuarios	854	1.281	604	1.048
Recupero Siniestro Unidad CTM3 e IEM Mejillones	26.529	0	0	0
Otras ventas - ingresos	7.246	5.444	4.511	2.097
Total	**1.569.213**	**1.598.246**	**499.216**	**500.635**

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2026		2025		2026		2025	
	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%
Clientes Regulados que representan más del 10% (1)	486.319	30,99%	408.758	25,58%	143.614	28,77%	144.337	28,83%
Clientes Libres que representan más del 10% (1)	143.535	9,15%	207.537	12,99%	52.747	10,57%	66.318	13,25%
Otros Clientes Regulados	508.228	32,39%	306.863	19,20%	161.534	32,35%	102.785	20,53%
Otros Clientes Libres	431.131	27,47%	675.088	42,23%	141.321	28,31%	187.195	37,39%
Total Ventas	**1.569.213**	**100,00%**	**1.598.246**	**100,00%**	**499.216**	**100,00%**	**500.635**	**100,00%**

(1) Al 30 de septiembre de 2026, hay un cliente regulado que representa individualmente más del 10% de las ventas de EECL y un cliente libre que representan individualmente más del 9% de las ventas de EECL.

Ingresos Ordinarios

Ingresos Ordinarios	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026	2025	2026	2025
	kUSD	kUSD		
Ventas de energía y potencia	1.389.138	1.316.001	449.726	446.318
Otros ingresos	180.075	282.245	49.490	54.317
Total Ventas	**1.569.213**	**1.598.246**	**499.216**	**500.635**

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA

Costos de Venta

Costos de Venta	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026	2025	2026	2025
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	268.070	274.946	99.922	101.692
Costos de energía y potencia	470.609	463.773	120.180	121.233
Sueldos y salarios	38.037	23.884	12.637	3.462
Beneficios anuales	9.625	8.300	4.307	2.215
Otros beneficios del personal	3.020	8.237	(1.029)	7.286
Obligaciones post empleo	11	11	0	0
Costo Venta Combustibles	6.317	60.574	1.399	19.860
Servicio Muelle	3.633	9.084	0	2.566
Servicios de Mantención y Reparación	17.660	26.222	13.176	8.564
Servicios de Terceros	37.888	27.521	15.714	6.619
Asesorías y Honorarios	4.985	6.610	(2.088)	5.223
Operación y Mantenimiento Gasoductos	0	436	0	148
Costo Peaje	68.886	61.684	21.910	16.690
Depreciación propiedad, planta y equipo	122.039	107.367	39.015	41.168
Amortización activos derecho de uso	1.759	1.045	587	349
Depreciación repuestos	0	11.057	0	195
Amortización Intangibles	6.170	6.201	2.057	2.124
Contribuciones y patentes	1.654	4.918	-234	1.491
Seguros	24.111	24.239	8.470	7.836
Otros egresos	18.537	51.783	16.613	37.248
Total	**1.103.011**	**1.177.892**	**352.636**	**385.969**

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026	2025	2026	2025
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Venta de agua	2.079	2.253	687	706
Recupero incobrables	282	666	159	3
Deudas Incobrables	0	749	0	957
Venta de propiedades, planta y equipo	95	1	95	1
Otros Ingresos	10.851	16.825	681	10.529
Total	**13.307**	**20.494**	**1.622**	**12.196**

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Sueldos y salarios	11.629	11.579	3.845	3.707
Beneficios anuales	4.069	3.411	1.107	1.324
Otros beneficios del personal	2.441	4.266	771	1.767
Obligaciones post empleo	14	14	0	0
Servicios de terceros y asesorías	12.445	15.628	6.749	4.557
Depreciación propiedad, planta y equipo	2.214	2.033	733	874
Amortización activos derecho de uso	827	953	276	318
Contribuciones y patentes	1.372	256	802	104
Seguros	42	30	8	2
Otros	4.871	4.086	2.240	1.426
Total	**39.924**	**42.256**	**16.531**	**14.079**

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal

Gastos del personal	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Sueldos y salarios	49.666	35.463	16.482	7.169
Beneficios anuales	13.694	11.711	5.414	3.539
Otros beneficios del personal	5.461	12.503	(258)	9.053
Obligaciones post empleo	25	25	0	0
Total	**68.846**	**59.702**	**21.638**	**19.761**

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)

Otros Gastos (Ingresos)	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Deterioro de Cuentas por Cobrar	1.165	0	(1.481)	0
Baja propiedades, planta y equipo	21	748	21	(175)
Otros Gastos (Ingresos)	0	0	0	(123)
Total	**1.186**	**748**	**(1.460)**	**(298)**

NOTA 36 - INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros

Ingresos Financieros	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Intereses financieros	8.624	17.399	2.646	4.155
Total	**8.624**	**17.399**	**2.646**	**4.155**

En los primeros nueve meses de 2026 los ingresos financieros mostraron una disminución de USD 8,8 millones en comparación con los primeros nueve meses de 2025, en línea con menores saldos promedio de efectivo y menores tasas de interés de mercado observados en 2026. La disminución también se explica porque en los primeros nueve meses de 2025, la compañía recibió USD 3,73 millones en intereses producto de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería en el contexto de la ley PEC-3.

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros

Costos Financieros	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2026 kUSD	2025 kUSD	2026 kUSD	2025 kUSD
Intereses financieros	68.309	86.940	24.540	28.898
Intereses financieros leasing	5.258	5.215	1.753	1.738
Total	**73.567**	**92.155**	**26.293**	**30.636**

La disminución de USD 22,9 millones en gastos financieros en los primeros nueve meses de 2026 en relación con los primeros nueve meses de 2025 se debió principalmente a un aumento de USD 22,6 millones en capitalización de intereses y a menores tasas de interés que compensaron el aumento en la deuda total de la compañía. La activación de intereses en proyectos de inversión aumentó a USD 45,1 millones en los primeros nueve meses de 2026, un monto superior a los USD 22,5 millones activados en los primeros nueve meses de 2025.

NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambios y resultados por unidades de reajuste son los siguientes al 30 de septiembre de 2026 y 2025.

Diferencias de Cambio	Monedas	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
		2026 kUSD	2025 kUSD	2026	2025
Activos					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(396)	(10.196)	(324)	(6.518)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	0	16.369	(1)	7.557
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(1.177)	866	147	297
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	1.551	4.295	(6.152)	(3.395)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	1	461	1	(11)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	1.044	(206)	(5)	(65)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	0	1	0	(1)
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	1.531	(443)	14	(392)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(38)	(75)	(38)	(2)
Otros Activos Financieros	CLP	(20.901)	0	(303)	0
Otros Activos Financieros	UF	835	0	(6.149)	0
Otros Activos Financieros	CHF	2.139	0	(7.573)	0
Otros Activos No Financieros	CLP	12.645	5.777	(3.301)	(7.484)
Otros Activos No Financieros	EUR	26	129	100	4
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(41)	(205)	(47)	(354)
Otros Activos No Financieros	UF	0	(1)	0	(2)
Otros Activos No Financieros, No Corriente	UF	0	13	0	(6)
Otros Activos Financieros, No Corriente	CLP	(390)	0	(295)	0
Total Activos		**(3.171)**	**16.785**	**(23.926)**	**(10.372)**
Pasivos					
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	273	(130)	219	114
Otros Pasivos Financieros, Corriente	CLP	(13.398)	0	9.435	0
Otros Pasivos Financieros, Corriente	UF	(5)	0	(5)	0
Otros Pasivos Financieros, Corriente	CHF	(135)	0	(135)	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	17.066	(85)	7.281	2.223
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	216	(634)	(18)	210
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(204)	(4)	(1)	29
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	3	88	5	55
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	3.003	(664)	3.316	487
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CHF	(1.380)	(33)	47	(9)
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	0	(702)	0	(891)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(10.732)	(572)	(8.028)	81
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	5	(53)	1	3
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	(86)	1	(82)	2
Otros Pasivos No Financieros	CLP	8.186	233	5.869	1.277
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	2	(51)	0	(19)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	5.489	(2.742)	4.402	2.401
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	CLP	2.621	0	(4.221)	0
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	UF	(9.787)	0	(6.149)	0
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(187)	(959)	913	767
Total Pasivos		**950**	**(6.307)**	**12.849**	**6.730**
Total Diferencias de Cambio		**(2.221)**	**10.478**	**(11.077)**	**(3.642)**

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	278.444	208.450	82.383	22.972
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	278.444	208.450	82.383	22.972
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	**USD 0,264**	**USD 0,198**	**USD 0,078**	**USD 0,022**

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 30 de septiembre de 2026	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	31.732.988	3,01%
Banco de Chile por cuenta de CITI NA NEW YORK CLIE	22.849.066	2,17%
FM Banchile Selección Acciones Chilenas	18.536.303	1,76%
Fondo Mutuo Larrain Vial Enfoque	17.983.228	1,71%
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	13.719.780	1,30%
Banco de Chile por cuenta de State Street	12.135.263	1,15%
Fondo de Inversion Falcom Tactical Chilean Equitie	11.918.793	1,13%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	11.660.044	1,11%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	11.649.490	1,11%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	11.264.684	1,07%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	10.377.224	0,99%
Otros accionistas	247.558.694	24,50%
Total	**1.053.309.776**	**101,00%**

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

40.1 Garantías Directas

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Monto vigente a la fecha de cierre de los estados financieros	
		30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	76.346	65.739
Logística Portuaria Andes SpA	Boleta de Garantía	38.030	0
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	18.077	34.362
Ministerio de Energia	Boleta de Garantía	11.899	12.922
Dirección Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	8.104	921
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	5.500	2.850
Minera Santo Domingo SCM	Boleta de Garantía	2.806	0
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	2.781	2.792
Hidroeléctra San Andrés SpA	Boleta de Garantía	2.200	2.200
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	2.000	2.000
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.527	1.704
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Tamarugal Solar SpA	Boleta de Garantía	1.250	0
Albemarle Chile Ltda.	Boleta de Garantía	1.000	1.000
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Boleta de Garantía	980	980
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Boleta de Garantía	801	1.648
Ministerio de Obras Públicas	Boleta de Garantía	657	689
Transelec S.A.	Boleta de Garantía	519	347
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	Boleta de Garantía	310	310
Alfa Transmisora de Energía S.A.	Boleta de Garantía	264	184
Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Boleta de Garantía	231	149
Hidroeléctrica Roblería SpA	Boleta de Garantía	210	210
El Agrio Hidro SpA	Boleta de Garantía	200	200
Hidroeléctrica Palacios SpA	Boleta de Garantía	200	200
Transelec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	176	184
Transmisora Parinas S.A.	Boleta de Garantía	176	184
Interconexiones del norte S.A.	Boleta de Garantía	176	0
Los Padres Hidro SpA	Boleta de Garantía	160	160
Empresa de Transporte Ferroviario S.A.	Boleta de Garantía	138	145
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Boleta de Garantía	89	95
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	88	368
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	88	92
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	88	92
Forestal Mininco SpA	Boleta de Garantía	84	88
Sociedad Concesionaria Aeropuerto de Arica S.A.	Boleta de Garantía	8	0
Sociedad Concesionaria Aeropuertos del Norte S.A.	Boleta de Garantía	8	0
Coorporación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	1	3
Sociedad Quimica y Minera de Chile S.A.	Boleta de Garantía	1	3
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	0	405
ENAEX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	0	64
Servicio Nacional de Aduanas	Boleta de Garantía	0	63
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	0	12
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	0	11
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	0	10
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	0	9
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	0	5
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	0	2
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	0	1
Total		**178.673**	**134.903**

No se cuenta con activos comprometidos.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN).

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Monto vigente a la fecha de cierre de los estados financieros	
		30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	305.948	314.755
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	332.810	339.767
Total		**654.758**	**670.522**

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros

Nombre		30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	49.177	81.961
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	44.491	138.748
China and Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	38.344	38.344
Metka EGN Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	35.544	26.803
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	23.526	35.115
Strabag SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	11.194	20.740
Cox Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	9.726	8.227
Besalco Energia Renovables S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	8.980	10.749
Soletanche Bachy Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	7.874	0
Copiapó Solar SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	6.000	0
Doosan Enerbility Co., Ltd	Garantía fiel cumplimiento contrato	5.777	9.629
Kipreos Ingenieros S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	5.534	0
Huawei Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.673	17.009
Ingenieria y Const.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.521	3.629
CJR Wind Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.201	0
Siemens Energy SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.098	3.415
Chint Electric Co., Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.973	2.382
Tamarugal Solar SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.500	0
Estepa Solar SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.500	0
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.000	0
GE Power Conversion IDT Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.939	1.939
Aguas de Antofagasta	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.923	1.923
Soc.de Mantención Conservación y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.616	1.788
Ametel Agencia en Chile	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.299	1.299
Promet Servicios SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.221	3.240
Equans Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.038	1.113
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	801	847
Astroenergy New Energy Technology	Garantía fiel cumplimiento contrato	789	789
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	664	1.336
Andaluza de Montajes Eléctricos y Telefónicos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	534	413
Inerco Tecnología Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	509	0
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	296	1.484
Servicios Industriales Limitada (Axinntus)	Garantía fiel cumplimiento contrato	206	673
Soc.Fabric.Comerc. y Servicios Seguridad Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	121	0
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	113	52
Hyosung Heavy Industries Corporation	Garantía fiel cumplimiento contrato	66	503
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	51	901
Siemens Gesa Renewable Energy SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	10.993
Inversiones Bosquemar SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	800
Ingenieria Electrica y Construcción Ltda	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	762
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	500
Global Energy Services Siemsa S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	300
Varios	Cumplimiento de contratos en general	6.415	5.806
Sub total		**290.234**	**434.212**

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros (continuación)

Nombre		30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
A favor de Electroandina SpA.			
Saimic Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	4
Sitrans Serv Integrados	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	2
Sub total		**0**	**6**
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	61	183
Equans Industrial SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	113	121
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	118	42
Sub total		**292**	**346**
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Hyosung Heavy industries corporation	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.131	1.471
Kalpataru Power Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.660	1.660
Ingenieria Electrica y Construcción Ltda	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.576	1.576
Copiapó Solar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.066	0
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	822	1.267
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	803	784
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	901	550
Cia. Minera Zaldivar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	360	0
HMV Chile	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	174	224
Elecnor Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	285
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	88	173
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	35	37
El Sol de Vallenar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	1.511
Servicios de Respaldo de Energia Teknica SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	56
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	524	342
Sub total		**9.140**	**9.936**
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Vai PS Ing. y Servicios SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	32	0
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	64
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	57	78
Sub total		**89**	**142**
A favor de Solar Los Loros SpA			
Huawei Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4.422	9.172
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	6.462	4.544
Emerson Electric	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	187	298
Sub total		**11.071**	**14.039**
A favor de Río Alto SpA			
Gamesa Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	6.825
Sub total		**0**	**6.825**
A favor de NR Entre Ríos SpA			
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	46	0
Sub total		**46**	**0**
Total		**310.872**	**465.506**

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.4 Restricciones

Deuda bancaria de corto plazo: Al 30 de septiembre de 2026, la porción corriente de deuda de largo plazo ascendía a USD 294,4 millones correspondientes al financiamiento de USD 250 millones de Scotiabank, con vencimiento en julio de 2027, dos cuotas de capital de los financiamientos de IFC y DEG, pagaderas en enero de 2027 y julio de 2027, cada una por un valor de USD 19,2 millones, además de dos cuotas de capital del financiamiento de BID Invest pagaderas en diciembre de 2026 y junio de 2027, por un valor de USD 2,75 millones y USD 3,3 millones, respectivamente.

Scotiabank: El 26 de julio de 2022, EECL firmó un contrato de crédito por USD 250.000.000 con Scotiabank, el cual fue girado en dos desembolsos, el primero por USD 150.000.000 el 28 de julio de 2022 y el segundo por USD 100.000.000 el 7 de septiembre de 2022. Ambos créditos contemplan pagos de intereses semestrales en los meses de enero y julio de cada año, con un único pago de capital el 26 de julio de 2027. Los préstamos devengan intereses a tasa variable equivalente a la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. El día 19 de agosto de 2022, EECL firmó dos contratos del tipo swap de tasa de interés con Banco de Chile sobre un monto nocional equivalente al 70% de estos préstamos; es decir, por un total de USD 175.000.000, con el objetivo de fijar la tasa base de los préstamos y de esta forma proteger el flujo de caja de la compañía del riesgo de alza en las tasas de interés de mercado. La tasa base fija que se obtuvo con estas operaciones fue de 2,874% anual.

Deuda bancaria de largo plazo: La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a USD 694,2 millones al 30 de septiembre de 2026, incluyendo USD 50 millones con Banco Estado, USD 114 millones con BID Invest, USD 198,6 millones correspondiente a la porción de largo plazo con IFC más USD 31,6 millones con DEG y USD 300 millones correspondientes a los dos primeros desembolsos de un contrato de financiamiento con CAF por un monto total comprometido de USD 400 millones. Estos financiamientos se describen en los párrafos que siguen. Cabe destacar que el crédito sindicado de USD 170 millones de Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo fue prepagado en su totalidad en mayo de 2026.

Banco Estado: En enero de 2026, la compañía renovó un crédito de USD 50 millones con Banco Estado, extendiendo su vencimiento a diciembre de 2028. Este préstamo devenga intereses a tasa fija, y se encuentra documentado con un pagaré en pesos chilenos acompañado de un contrato del tipo *cross-currency* swap que transforma la obligación a un préstamo a tasa fija en dólares. No tiene restricciones financieras ni operativas y tiene opción de prepago.

BID Invest: El 23 de diciembre de 2020, EECL firmó un contrato de crédito por USD 125.000.000 con BID Invest, el cual se compone de un préstamo senior de BID Invest y el Fondo Chino para cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) de USD 110.000.000 y un financiamiento de USD 15.000.000 provisto por el Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de dichos préstamos. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman USD 110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del capital de la deuda en todo momento, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto nocional inicial de USD 55 millones.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.4 Restricciones (continuación)

Santander: El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6 meses más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual para dicha porción del préstamo. Durante 2023, el Banco Santander asignó porciones de este financiamiento, quedando cinco acreedores con porciones de USD 34 millones cada uno: Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo. Este préstamo fue prepagado en su totalidad el 15 de junio de 2026.

IFC y DEG: A fines de junio de 2023, la compañía firmó un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial por un total de USD 350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KFW, alcanzó un monto comprometido total de USD 400 millones a 10 años plazo. El 28 de julio de 2023 la compañía giró los primeros USD200 millones bajo este financiamiento. Los USD 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto nocional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nocional inicial de US$240 millones, quedó fija en 3,815% anual. Originalmente, el financiamiento incluía USD 200 millones provistos por IFC, USD 114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, USD 35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por USD 50 millones. El 15 de enero de 2026, la compañía renegoció las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepago del saldo remanente del préstamo de ILX por USD 28 millones y la reducción del spread del crédito de IFC y DEG en 121,6 bps en promedio, efectivo a partir del 16 de enero de 2026. Tanto la fecha de vencimiento del crédito como los derivados de tasa de interés asociados permanecieron inalterados, incrementándose la cobertura de estos últimos de un 60% a un 65,8%. La condición de vinculación a la sostenibilidad quedó eliminada, por lo tanto, los créditos ya no contemplan una potencial rebaja en la tasa de interés a partir de 2027 en caso de cumplirse los KPI o indicadores relevantes. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El saldo de estos préstamos ascendía a USD 268,6 millones al 30 de septiembre de 2026.

CAF: El 15 de octubre de 2025, Engie Energía Chile celebró un contrato de financiamiento denominado Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento (“CAF”), como acreedor, entre otras partes, en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de USD 400 millones. El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de USD 250 millones, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de USD 150 millones, con vencimiento en 2029 en el que participan tres bancos comerciales, BBVA, SMBC y CACIB, cada uno con USD 50 millones. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el contrato de financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente. La compañía cerró dos contratos derivados con los bancos BBVA y SMBC para fijar la tasa de interés hasta un 80% del valor del financiamiento. Con ello, la tasa de interés fija que cubre un 80% del préstamo, quedó en 4,7713% anual. La compañía realizó un primer desembolso de USD 100 millones bajo este contrato el día 9 de diciembre de 2025 y un segundo desembolso por USD 200 millones el 20 de enero de 2026, quedando los USD 100 millones restantes a disposición de la compañía para seguir financiando sus proyectos de inversión durante 2026.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.4 Restricciones (continuación)

Restricciones de la deuda bancaria: El préstamo con Banco Estado no tiene restricciones financieras ni operativas y tiene opción de prepago. Tanto los préstamos de IFC/DEG, BID Invest y CAF, como el crédito de Scotiabank, imponen ciertas restricciones habituales para este tipo de financiamientos. Entre ellas se encuentran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha de firma del contrato de crédito (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha firma del contrato de crédito y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, los contratos consideran restricciones a transacciones del tipo *leaseback* así como también limitaciones al cambio de control efectivo de la sociedad. Un cambio de control, sin la aprobación del nuevo controlador por parte del acreedor, gatilla un prepago obligatorio de la deuda. Estos cuatro contratos de crédito corresponden a financiamientos verdes; es decir, los fondos provenientes de ellos deberán usarse en proyectos de inversión de generación renovable o de transmisión eléctrica que califiquen como verdes bajo estándares internacionales.

Estos financiamientos también exigen la mantención de ciertos niveles mínimos de capacidad instalada de generación y de contratos de suministro de energía durante la vida de los préstamos. Ninguno de los pasivos financieros de la compañía tiene *covenants* financieros (con la excepción del patrimonio mínimo requerido por los bonos locales), ni gatillos de eventos de incumplimiento por cambios en la clasificación de riesgo.

Bonos 144-A / Reg S: Al 30 de septiembre de 2026, EECL registraba dos bonos emitidos conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y de la Regulación “S” (Regulation S): uno por un valor de USD 500.000.000 emitido en enero de 2020 y otro por USD 500.000.000 emitido en abril de 2024. El bono emitido en enero de 2020 tuvo por objetivo financiar (i) el rescate anticipado del bono 144-A por USD 400.000.000 emitido en diciembre de 2010 cuya fecha de vencimiento original era el 15 de enero de 2021, (ii) el costo de quiebre pagado a los tenedores de este bono producto del rescate anticipado, y (iii) fines generales de la empresa. Los fondos obtenidos del bono emitido en abril de 2024 fueron destinados en parte al rescate anticipado de los bonos que vencían en enero de 2025, el que alcanzó USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. Los fondos restantes de esta emisión fueron destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (*Green Financing Framework*).

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.4 Restricciones (continuación)

Bono Suizo: El día 26 de septiembre de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000, conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés anual de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinaron al financiamiento y refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el *Green Financing Framework* de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo *cross-currency swap* mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%.

Bonos Locales:

Según lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 3 de septiembre de 2025, la compañía completó su primera colocación de bonos verdes en el mercado nacional por UF 3.000.000 a 20 años plazo. La tasa cupón es de 3,60% anual y la tasa de colocación fue de 3,57% anual. La compañía cerró un contrato derivado del tipo *cross-currency-swap* con Scotiabank para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,823%.

Según lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 4 de junio de 2026, la compañía completó su segunda colocación de bonos verdes en el mercado nacional por UF 3.000.000 a 7 años plazo. La tasa cupón es de 2,95% anual y la tasa de colocación fue de 3,17% anual. La compañía cerró un contrato derivado del tipo *cross-currency-swap* con Banco Santander para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,39%.

Restricciones de los bonos: Ni los bonos emitidos conforme a la regla 144-A ni los bonos emitidos en el mercado suizo consideran exigencias de tipo financiero, mientras que los bonos locales contemplan la obligación de mantener un patrimonio mínimo de USD 1.000 millones, y causales de rescate anticipado si *(uno)* el emisor dejare de mantener (i) una capacidad instalada total bruta superior a 1.150 MW y (ii) contratos de compraventa de energía o PPA en los que el emisor o sus filiales participen como vendedor que tengan una capacidad agregada total superior a 4.000 *gigawatts* hora por año, o *(dos)* se produjese un Cambio de Control del emisor según este término se define en el contrato. Todos los bonos consideran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha de emisión del bono o (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha de la emisión del bono; y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, estos contratos consideran restricciones a transacciones del tipo *leaseback*.

Se puede señalar que la Regla "144-A" permite que títulos emitidos por emisores extranjeros se puedan colocar en los Estados Unidos de Norteamérica sin necesidad de inscripción de la emisión con el regulador norteamericano (*Securities and Exchange Commission o 'SEC'*) en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación "S" permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.5 Otras Contingencias

a) Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios a GasAtacama Chile S.A.- EECL y sus filiales Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA. y Electroandina SpA. interpusieron una demanda de indemnización por daños y perjuicios en contra de GasAtacama Chile S.A. ante el 22° Juzgado Civil de Santiago. El objeto de la demanda es resarcir los perjuicios ocasionados a las demandantes por GasAtacama al entregar durante el período comprendido entre enero del 2011 y octubre de 2015 información no fidedigna al Centro de Despacho Económico de Carga, lo cual implicó mayores costos que debieron ser asumidos por los actores del sistema eléctrico.

Con fecha 15 de mayo de 2018 el 24° Juzgado Civil de Santiago ordenó que la presente causa se acumule al juicio iniciado por AES Gener. El 08 de abril de 2019 se realiza audiencia de conciliación y ésta no se produce. A solicitud de la demandada, el Tribunal ordenó que los demandantes actuaran bajo un procurador o apoderado común. EECL presentó reposición con apelación en subsidio, lo que fue acogido por el Tribunal. Finalizado el período de discusión, en febrero de 2020 se dictó la resolución que recibe la causa a prueba, las partes presentan reposición con apelación en subsidio. El 18 de junio de 2020 se acogen parcialmente las reposiciones presentadas y se tiene por interpuesto recurso de apelación. Luego, el 22 de junio de 2020 el expediente es remitido a la I. Corte de Apelaciones de Santiago para resolver los recursos interpuestos en contra de la resolución que recibió la causa a prueba. El 10 de noviembre de 2020 se realizaron los alegatos de ambas partes y la causa quedó en acuerdo. Sentencia de fecha 30 de julio de 2021 rechaza la apelación de EECL, CTH, CTA y Electroandina, y el 15 de diciembre de 2021 los demandantes solicitan reanudación de la tramitación de la causa. El 24 de enero de 2022 se resolvió suspender el término probatorio por 45 días hábiles, hasta el 16 de marzo de 2022.

Vencido el término probatorio y no existiendo otras diligencias probatorias pendientes, con fecha 15 de mayo de 2023 el tribunal citó a las partes a oír sentencia de primera instancia.

El 17 de octubre de 2023 se dicta sentencia favorable para Engie Energía Chile S.A., condenando a la demandada, con costas, al pago de una indemnización de perjuicios ascendente a la suma de $ 31.303.900.000 (valores correspondientes a los años 2014 y 2015 y fracción del año 2013), más una parte que será determinada en la etapa de cumplimiento del fallo.

Con fecha 31 de octubre de 2023 se presentaron por parte de (i) Engie Energía Chile S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., Electroandina SpA. recurso de apelación en contra de la sentencia; (ii) por parte de GasAtacama S.A. se interpuso recurso de casación en la forma y, en subsidio, recurso de apelación; y, (iii) por parte de AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Angamos S.A. se dedujo recurso de apelación. Los recursos se encuentran en relación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, pendientes de agregarse a tabla. Los montos demandados en pesos equivalentes en Dólares Americanos son USD 120.370.000; USD 13.640.000; USD 18.910.000 y de USD 7.360.000 respectivamente. Se hizo reserva del derecho para discutir la especie y monto de los perjuicios por lucro cesante en la ejecución del fallo o en un juicio diverso.

Con fecha 27 de agosto se llevó a cabo la prueba confesional en la cual absolvió posiciones Enzo Quezada en representación de ENGIE. Luego con fecha 9 de octubre se llevaron a cabo los alegatos de los recursos por todas las partes, la causa quedó en acuerdo. Con fecha 4 de febrero de 2026, la Corte de Apelaciones de Santiago acogió el recurso de apelación presentado por la demandada. Contra dicho fallo se interpuso recurso de casación en la forma y en el fondo con fecha 21 de febrero de 2026.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.5 Otras Contingencias (continuación)

b) Demanda ZOFRI:

En noviembre de 2022, Zofri presentó una demanda por daño ambiental y una demanda civil por incumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios en contra de ENGIE Energía Chile S.A., la primera por presunto daño ambiental derivado de la operación por parte de ENGIE de la Ex Central Diesel ubicada en un terreno perteneciente a Zofri. La segunda derivada del contrato de arrendamiento celebrado el 28 de noviembre de 1991 entre EDELNOR (que fue el antecesor legal de EE.CL) y Zofri por el terreno donde se ubicaba dicha Central Diesel Iquique.

El 12 de agosto de 2024, el Tribunal Ambiental (“TA”) emitió su decisión acogiendo la demanda de Zofri, declarando la existencia de daño ambiental y condenando a ENGIE a proceder a la reparación material del mismo. Contra esta decisión ENGIE interpuso un recurso de casación, en la forma y en el fondo, ante la Corte Suprema, con fecha 30 de agosto de 2024, el cual se resolvió con fecha 24 de octubre de 2025. La Corte Suprema resolvió rechazar la casación en el fondo y declarar inadmisible la casación en la forma. Actualmente se están ejecutando los planes de desmantelamiento y limpieza del sitio en donde se operó la Ex Central, junto con la preparación del plan de remediación ambiental, ordenados por el tribunal. Junto con lo anterior, el procedimiento ambiental se encuentra en fase de cumplimiento incidental, en virtud del cual ENGIE aportó prueba acreditando el estado de cumplimiento de la sentencia indicada, estando pendiente la resolución del tribunal.

En cuanto a la demanda civil, el tribunal la desestimó de plano, ya que consideró que Zofri no aportó pruebas suficientes de que ENGIE incumplió el contrato de arrendamiento. Zofri interpuso un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el cual también fue rechazado. Adicionalmente, Zofri interpuso un recurso de casación ante la Corte Suprema y un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional, ambos rechazados, por lo que la sentencia de primera instancia se encuentra firme y ejecutoriada.

c) Procedimientos sancionatorios de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Durante el ejercicio 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC") notificó a ENGIE Energía Chile S.A. resoluciones sancionatorias asociadas a determinados incumplimientos regulatorios.

Primer procedimiento sancionatorio

Mediante Resolución N.º 37.805 de fecha 24 de febrero de 2026, la SEC impuso a la Sociedad una multa de 60.000 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), correspondiente al límite máximo aplicable para infracciones calificadas como graves.

Con fecha 2 de marzo de 2026, la Sociedad presentó un recurso de reposición en contra de la referida resolución, encontrándose dicho recurso pendiente de resolución por parte de la autoridad al 30 de septiembre de 2026. Se estima que la SEC emita un pronunciamiento durante tercer trimestre de 2026.

En caso de que el recurso sea rechazado, la Sociedad tiene previsto ejercer las restantes instancias administrativas y judiciales contempladas en la normativa vigente, incluyendo la eventual interposición de un reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Segundo procedimiento sancionatorio

Mediante resolución de fecha 8 de abril de 2026, la SEC impuso a la Sociedad una multa de 15.000 UTM por ajustes de baja frecuencia de la planta fotovoltaica Pampa Camarones, que la autoridad estimó incorrectamente configurados.

La Sociedad presentó oportunamente un recurso de reposición en contra de dicha resolución, el cual se encontraba pendiente de resolución al 30 de septiembre de 2026. Se estima que la SEC emita un pronunciamiento durante el tercer trimestre de 2026.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)

40.5 Otras Contingencias (continuación)

c) Procedimientos sancionatorios de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) (continuación)

En caso de rechazo del recurso, la Sociedad tiene previsto ejercer las restantes acciones administrativas y judiciales disponibles conforme a la legislación aplicable, incluyendo la interposición de un reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Evaluación contable

Al 30 de septiembre de 2026, ambas resoluciones sancionatorias se encuentran sujetas a revisión administrativa y, posteriormente, podrían ser objeto de revisión judicial. En consecuencia, considerando el estado procesal de los procedimientos y los antecedentes disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios, la Administración, con el apoyo de sus asesores legales, ha concluido que no corresponde registrar provisiones asociadas a estas materias al 30 de septiembre de 2026. No obstante, debido a la relevancia de los montos involucrados, la Sociedad revela estos procedimientos como contingencias en los presentes estados financieros.

NOTA 41 – DOTACION

Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados contratados a plazo indefinido.

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2026	Total Año 2025
Generación	198	359	0	557	592
Transmisión	63	65	0	128	130
Administración y Apoyo	277	103	0	380	386
Total	**538**	**527**	**0**	**1.065**	**1.108**

NOTA 42 – SANCIONES

En el período 2026 y ejercicio 2025, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE

ENGIE Energía Chile (EECL) y sus filiales cuentan con un programa de cumplimiento ambiental que incluye: verificación de las resoluciones de calificación ambiental, verificación de normativa sectorial aplicable, ejecución de monitoreos de emisiones a la atmósfera, monitoreo de calidad del aire, monitoreo de emisiones a cuerpos de agua, vigilancia del medio marino, monitoreo de avifauna, planes de reforestación y estudios ambientales que aseguran el control de sus operaciones, respetando la legislación vigente y adoptando estrictas regulaciones internas para el logro de objetivos en armonía con el medioambiente. La ejecución del programa de cumplimento está bajo la responsabilidad de la Gerencia de Medio Ambiente y Permisos.

Adicionalmente, EECL y sus filiales implementaron el modelo de gestión ambiental ISO14001, obteniendo la certificación inicial en junio del 2006 y manteniendo a la fecha esta certificación. Este sistema de gestión es auditado anualmente por una casa certificadora externa que verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto al modelo ISO14001. En septiembre 2026 , se realizó una nueva auditoría anual del Sistema de Gestión con la casa Certificadora BUREAU VERITAS (BV), no identificándose ninguna no conformidad en gestión ambiental, manteniéndose la certificación de nuestro sistema de gestión.

En relación con el proyecto de conversión de la unidad IEM a gas natural, se finalizó el proyecto y a partir del 29 de septiembre de 2026. el Coordinador Eléctrico Nacional declaró el inicio de la operación comercial a gas.

EECL no registra sanciones ni multas en el Registro Público de Sanciones de la Superintendencia del Medio Ambiente. A la fecha (30 de septiembre 2026), EECL ha tenido tres procesos sancionatorios, de los cuales dos fueron resueltos mediante programas de cumplimiento (PDC) y uno mediante informe de descargos. El siguiente cuadro resume estos procesos de sanción.

Año	Razón Social	Unidad Fiscalizable	Estado
2014	Engie Energía Chile S.A.	Central Mejillones	Terminado – PDC Satisfactorio
2014	Central Termoeléctrica Andina SpA	Central Térmica Andino	Terminado – PDC Satisfactorio
2015	Engie Energía Chile S.A.	Central Mejillones	Terminado – Absolución

Durante el tercer trimestre del año 2026 la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) ha efectuado inspecciones ambientales y requerimientos de información asociado al Depósito de residuos de combustión de Punta Paraguas (Tocopilla) debido a que fue afectado por las precipitaciones ocurridas en agosto y que produjeron escurrimientos de residuos hacia el borde costero. Además, la SMA realizó una inspección en el Complejo Energético de Mejillones debido a una denuncia realizada por la Ilustre Municipalidad de Mejillones debido a acopio de residuos en el interior de la instalación industrial. Ambas instancias definieron la elaboración de documentación y planes de acción a la autoridad ambiental, los cuales ya han sido enviados a la SMA dentro de los plazos fijados, no existiendo a la fecha nuevas observaciones a los informes enviados.

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE (continuación)

EECL presenta dos sentencias por daño ambiental de los Tribunales Ambientales. Para ambas sentencias se han presentado y aprobados planes de reparación. El siguiente cuadro resume las sentencias de EECL.

Fecha	Razón Social	Unidad Fiscalizable	Estado Plan Remediación
Febrero, 2024	Eólica Monte Redondo SpA	Central Hidroeléctrica Laja	Aprobado por Tercer Tribunal Ambiental – En ejecución
Agosto, 2024	Engie Energía Chile S.A.	Central Diesel Iquique	Aprobado por Primer Tribunal Ambiental – En ejecución

En relación con la sentencia asociada a la Central Diesel Iquique se informó al Primer Tribunal Ambiental el termino de las actividades de desmantelamiento de las instalaciones y que fue ingresada en abril 2026 la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) con el Plan de Remediación solicitado por el Tribunal. Debido a observaciones técnicas de las autoridades ambientales, la DIA fue retirada voluntariamente por ENGIE y actualmente se trabaja en nuevos estudios para complementar los informes de línea base hidrogeológica del proyecto al interior y exterior del sitio.

En relación con el PDR asociado a la Central Hidroeléctrica Laja, a la fecha se ha cumplido dentro de los plazos establecidos cada una de las medidas establecidas en el mismo. Se realizó con fecha 11 de agosto 2026 audiencia en donde se dio cuenta del cumplimiento a la fecha,

Durante los últimos años no se han reportados incidentes medioambientales a las autoridades en los sitios operacionales de ENGIE.

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 30 de septiembre de 2026, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	1.993	47.108	49.101	4.828	4.300	9.128	0	(913)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	18.871	67.953	86.824	8.896	10.483	19.379	14.510	4.394
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	2.870	20.454	23.324	3.128	2.120	5.248	4.626	1.484
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	37.371	188.609	225.980	68.704	118.991	187.695	15.394	(371)
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	67.563	13	67.576	120.763	17.366	138.129	53.349	2.707
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	6.146	84.249	90.395	1.124	52.530	53.654	4.026	(361)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	8.972	105.113	114.085	2.659	13.297	15.956	5.958	1.848
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	41.715	23.171	64.886	11.993	56.222	68.215	4.743	(2.754)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	3.144	14.760	17.904	15.751	1.398	17.149	0	(246)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	3.249	14.549	17.798	15.691	1.394	17.085	0	(220)
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	17.141	34.110	51.251	15.359	14.773	30.132	5.738	918
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	17.613	73.060	90.673	7.900	81.030	88.930	3.234	(4.002)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	398	3.450	3.848	1.792	1.215	3.007	0	56
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	100,00%	0	582	582	607	0	607	0	0
76.361.254-6	NR Entre Ríos SpA	100,00%	0	16.600	16.600	0	0	0	0	0
77.285.671-7	Ibereolica Ernc Antofagasta SpA	100,00%	629	37.936	38.565	171	24.596	24.767	0	0

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES (continuación)

La información financiera al 31 de diciembre de 2025 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	2.180	47.150	49.330	4.145	4.300	8.445	217	(1.554)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	7.223	68.684	75.907	2.037	10.818	12.855	20.719	8.947
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	2.480	20.953	23.433	3.349	3.492	6.841	5.754	(1.018)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	31.379	175.748	207.127	62.378	106.093	168.471	19.510	(2.861)
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	31.351	-3	31.348	87.841	16.767	104.608	67.822	(9.452)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	4.757	76.391	81.148	6.749	37.297	44.046	1.291	(1.217)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	6.383	105.333	111.716	2.377	13.058	15.435	9.332	2.433
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	38.946	17.860	56.806	6.784	54.425	61.209	6.192	(2.269)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	2.225	8.699	10.924	15.773	1.345	17.118	1.336	(43)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	2.305	8.700	11.005	15.712	1.342	17.054	1.340	(14)
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	10.339	23.522	33.861	11.591	14.282	25.873	4.750	452
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	13.908	51.026	64.934	4.002	78.374	82.376	4.779	(3.845)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	456	3.423	3.879	1.906	1.188	3.094	0	(318)
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	100,00%	0	618	618	643	0	643	0	0
76.361.254-6	NR Entre Ríos SpA	100,00%	0	16.600	16.600	0	0	0	0	0

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

Publicación de La Ley Sobre Reconstrucción Nacional y Desarrollo Económico y Social

El sábado 17 de octubre de 2026 se publicó en el Diario Oficial la Ley N.º 21.850, “Sobre Reconstrucción Nacional y Desarrollo Económico y Social”. Con carácter general, la Ley entrará en vigor el 1 de noviembre de 2026, sin perjuicio de las fechas especiales de vigencia establecidas en sus disposiciones.

La Ley establece una reducción gradual de la tasa del impuesto a la renta de primera categoría conforme al siguiente calendario:

- 2026: 27%
- 2027: 25,5%
- 2028: 24%
- 2029 en adelante: 23%

Hemos estimado que la reducción de las tasas del impuesto a la renta corporativo generaría un beneficio neto por impuestos diferidos estimado en USD 29,7 millones a nivel consolidado de Engie Energía. La posición de pérdidas tributarias y la recuperabilidad de los respectivos activos por impuestos diferidos y determinación de pasivos por depreciación aún se encuentran en proceso de revisión, por lo que el importe definitivo podría variar durante el último trimestre de 2026.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1° de octubre de 2026 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios que afecten la presentación de los mismos.

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

a) Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

Rut	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2026			Porcentaje de Participación Año 2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,99999	0,00001	100,0000	99,99999	0,00001	100,0000
96.731.500-1	Electroandina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.019.239-2	Eolica Monte Redondo SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	88,8900	11,1100	100,0000	88,8900	11,1100	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.229-1	Alba Andes SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.239-9	Alba SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.376.043-K	Rio Alto SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.361.254-6	NR Entre Ríos SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.285.671-7	Ibereolica Ernc Antofagasta SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	Rut	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					Año 2026 Directo	Año 2025 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000
Control Conjunto	76.715.352-K	Cía.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	30-09-2026 kUSD	31-12-2025 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	249.964	85.580
Efectivo y equivalentes al efectivo	$ no reajustable	14.213	1.310
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	1572	170
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	83	20
Otros activos financieros Corriente	USD	8.101	11.768
Activos por impuestos corrientes	USD	7.755	8.008
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	0	94
Inventarios corrientes	USD	44.019	50.396
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	$ no reajustable	90	4
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	225	9
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	10.717	686
Otros activos no financieros	$ no reajustable	203.567	215.403
Otros activos no financieros	USD	36.428	18.791
Otros activos no financieros	Peso Argentino	326	280
Otros activos no financieros	Euro	3.094	2.330
Otros activos no financieros	Otras Monedas	21	1
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	122.128	242.420
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	$ no reajustable	84.612	73.359
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	490	41
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	55	55
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	37.184	64.206
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	19.714	18.730
Otros activos no financieros no corriente	USD	85.407	62.762
Otros activos no financieros no corriente	UF	178	178
Activos por impuestos diferidos	USD	45.920	50.206
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	127.939	134.385
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	119.053	124.646
Plusvalía	USD	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	USD	4.276.017	3.907.037
Activos por derecho de uso	USD	130.779	112.108
Subtotal	**USD**	**5.353.909**	**4.924.513**
	$ no reajustable	**302.482**	**290.076**
	Euro	**4.666**	**2.500**
	UF	**893**	**228**
	Peso Argentino	**464**	**449**
	Otras Monedas	**21**	**1**
Activos, Total		**5.662.435**	**5.217.767**

ANEXO N° 2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA (continuación)

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes		**Hasta 90 días**		**90 días a 1 año**	
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	**Moneda**	**30-09-2026 kUSD**	**31-12-2025 kUSD**	**30-09-2026 kUSD**	**31-12-2025 kUSD**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	23.954	47.983	1.846	1.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	1.114	214	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	6.156	3281	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	1.126	643	0	0
Otros pasivos no financieros	$ no reajustable	40.979	7.742	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	16	31	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	14.908	5.268	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	$ no reajustable	76.850	124.879	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	1.802	235	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	60	479	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	197.103	206.584	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	70.488	15.964	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	$ no reajustable	24.133	26.776	0	0
Otros pasivos financieros	USD	37.742	126.619	301.037	50.782
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	197	191
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.317	1.661	2.345	2.483
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	13	178	280	146
Subtotal	**USD**	**260.009**	**381.913**	**303.080**	**52.652**
	$ no reajustable	**141.962**	**159.397**	**0**	**0**
	Euro	**21.064**	**8.549**	**0**	**0**
	UF	**72.919**	**17.839**	**2.345**	**2.483**
	Peso Argentino	**76**	**510**	**0**	**0**
	Otras Monedas	**1.815**	**413**	**280**	**146**
Pasivos Corrientes, Total		**497.845**	**568.621**	**305.705**	**55.281**

ANEXO N° 2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA (continuación)

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente (continuación):

Pasivos, No Corrientes		**1 a 3 años**		**3 a 5 años**		**Más de 5 años**	
	Moneda	**30-09-2026**	**31-12-2025**	**30-09-2026**	**31-12-2025**	**30-09-2026**	**31-12-2025**
		kUSD	**kUSD**	**kUSD**	**kUSD**	**kUSD**	**kUSD**
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	5.260	5.420	5.223	5.398	245.633	156.944
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	5.557	5.169	6.724	6.255	31.489	34.193
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	254.857	128.988	914.850	1.285.620	1.005.173	872.422
Pasivos por arrendamientos	USD	849	824	624	606	255	495
Pasivos por arrendamientos	UF	9.351	8.379	5.248	3.980	90.209	75.570
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	723	921	120	210	691	802
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	$ no reajustable	0	0	0	0	81	81
Otras provisiones no corrientes	USD	97.426	97.987	0	0	172.117	170.750
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	82	82	0	0	0	0
Subtotal	**USD**	**364.031**	**238.470**	**927.421**	**1.297.879**	**1.454.667**	**1.234.804**
	$ no reajustable	**0**	**0**	**0**	**0**	**81**	**81**
	UF	**9.351**	**8.379**	**5.248**	**3.980**	**90.209**	**75.570**
	Otras monedas	**723**	**921**	**120**	**210**	**691**	**802**
Pasivos No Corrientes, Total		**374.105**	**247.770**	**932.789**	**1.302.069**	**1.545.648**	**1.311.257**