



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024**

CONTENIDO

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función Intermedios
Estados de Flujo de Efectivo 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 2024 (no auditado)

INDICE

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado Intermedios.....	7
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función Intermedios.....	9
Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios	10
Estados de Flujo de Efectivo – Directo Intermedios	11
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado.....	12
NOTA 1 – INFORMACION GENERAL	14
NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	15
2.1 Bases de Preparación	15
2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS	15
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas	17
2.4 Entidades Filiales	18
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	19
2.6 Principios de Consolidación.....	20
2.7 Cambios en las políticas contables materiales.....	21
2.8 Moneda Funcional y de Presentación	21
2.9 Periodo Contable.....	21
2.10 Conversión de Moneda Extranjera.....	22
NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	23
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos.....	23
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía	24
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes	24
3.4 Activos Intangibles	25
3.5 Deterioro de Activos.....	25
3.6 Activos arrendados.....	26
3.7 Instrumentos Financieros.....	27
3.8 Inventarios.....	34



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas	34
3.10 Provisiones	35
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente	35
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	35
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos	36
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción	37
3.15 Dividendos	37
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo	38
3.17 Segmentos de Operación	38
3.18 Pasivos y Activos Contingentes	38
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO	38
4.1 Descripción del Negocio	38
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	39
4.3 Tipos de clientes	39
4.4 Principales Activos	40
4.5 Energías Renovables	40
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS	41
5.1 Adquisición de filiales	41
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	42
6.1 Disponible	42
6.2 Depósitos a Plazo	43
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo	44
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	45
NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES	45
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	46
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	46
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	46
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	52
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia	52



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

10.2 Personal Clave de la Gerencia	53
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	54
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	54
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.....	55
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes	55
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas	56
NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES	58
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES	59
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE.....	59
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION	60
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA	62
NOTA 16 – PLUSVALIA.....	64
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.....	65
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	72
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS	73
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:	74
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:.....	75
19.3 Conciliación Tasa Efectiva	75
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo	77
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	77
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA	86
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	88
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS	91
23.1 Riesgos de Mercado	91
23.2 Riesgo de Precio de Acciones	94
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles	95
23.4 Riesgo de Crédito	96
23.5 Activos Financieros y Derivados	97
23.6 Riesgo de Liquidez	98



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

23.7 Seguros	99
23.8 Clasificación de Riesgo	100
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	101
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	103
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	103
NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES.....	104
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	105
NOTA 29 – PATRIMONIO	106
29.1 Política de Dividendos	106
29.2 Gestión de Capital	106
NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	107
NOTA 31 – COSTOS DE VENTA	108
NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION.....	108
NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION	109
NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL.....	109
NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS).....	109
NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS	110
NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS.....	110
NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO.....	111
NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION	112
NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.....	113
40.1 Garantías Directas	113
40.2 Garantías Indirectas	114
40.3 Caucciones Obtenidas de Terceros.....	114
40.4 Restricciones	116
40.5 Otras Contingencias	122
NOTA 41 – DOTACION	124
NOTA 42 – SANCIONES.....	125
NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE	126



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024 (no auditado)

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado Intermedios, al 30 de septiembre de 2024 (no auditado) y al 31 de diciembre de 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	30-09-2024	31-12-2023
		kUSD	kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	352.949	301.327
Otros activos financieros corrientes	7-21	15.729	12.441
Otros activos no financieros corrientes	8	240.537	237.668
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	189.962	271.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	3.267	7.407
Inventarios corrientes	11	171.898	139.574
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	8.367	16.782
Activos Corrientes, Total		982.709	986.370
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	27.436	5.682
Otros activos no financieros no corrientes	13	57.426	39.417
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	421.453	297.584
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	17.043	16.017
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	128.777	125.397
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	132.668	138.773
Plusvalía	16	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	17	2.758.129	2.385.034
Activos por derecho de uso	18	118.560	122.900
Activos por impuestos diferidos	19	48.519	108.970
Activos No Corrientes, Total		3.742.795	3.272.558
Activos, Total		4.725.504	4.258.928

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 2024 (no auditado)

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado Intermedios, al 30 de septiembre de 2024 (no auditado) y al 31 de diciembre de 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	272.571	331.704
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	4.374	5.387
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	250.447	294.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	10.981	15.568
Pasivos por impuestos corrientes	12	4.371	15.363
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	30.915	31.911
Otros pasivos no financieros corrientes	26	7.997	14.436
Pasivos Corrientes, Total		581.656	708.618
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	2.208.900	1.813.530
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	97.081	101.220
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	48.363	49.889
Otras provisiones no corrientes	27	175.539	170.524
Pasivo por impuestos diferidos	19	26.618	29.010
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	106	43
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	81	81
Pasivos, No Corrientes, Total		2.556.688	2.164.297
Total Pasivos		3.138.344	2.872.915
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		154.097	(46.910)
Otras Reservas	29	389.335	389.195
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.587.160	1.386.013
Patrimonio Total		1.587.160	1.386.013
Patrimonio y Pasivos, Total		4.725.504	4.258.928

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 2024 (no auditado)

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función Intermedios, al 30 de septiembre 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
		2024 kUSD	2023 kUSD	2024 kUSD	2023 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	1.381.088	1.715.915	447.553	511.956
Costo de ventas	31	(1.043.681)	(1.520.036)	(348.312)	(428.525)
Ganancia bruta		337.407	195.879	99.241	83.431
Otros ingresos	32	13.304	15.887	5.039	4.578
Gastos de administración	33	(38.759)	(33.912)	(13.571)	(10.791)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(983)	(12.936)	(4)	437
Ganancia (Pérdida) por actividades de operación		310.969	164.918	90.705	77.655
Ingresos financieros	36	65.424	20.196	4.388	14.019
Costos financieros	37	(102.007)	(101.614)	(37.319)	(31.188)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	4.313	2.040	1.934	402
Diferencias de cambio	38	914	(3.868)	10.248	(3.154)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		279.613	81.672	69.956	57.734
Ingreso (gasto) por impuestos, operaciones continuadas	19	(78.606)	(12.174)	(19.428)	(15.082)
Ganancia (Pérdida) procedente de operaciones Continuas		201.007	69.498	50.528	42.652
Ganancia (Pérdida) atribuible a					
Ganancia (Pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		201.007	69.498	50.528	42.652
Ganancias por Acción					
Ganancia (Pérdida)		201.007	69.498	50.528	42.652
Ganancia (Pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	39	USD 0,191	USD 0,066	USD 0,048	USD 0,040

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 2024 (no auditado)

Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios, al 30 de septiembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses

Otro resultado integral	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024 kUSD	2023 kUSD	2024 kUSD	2023 kUSD
Ganancia (pérdida)	201.007	69.498	50.528	42.652
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	555	(2.874)	(11.014)	1.690
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	(415)	2.187	1.358	2.525
Otro resultado integral	140	(687)	(9.656)	4.215
Resultado Integral	201.147	68.811	40.872	46.867
Resultado Integral atribuible a:				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	201.147	68.811	40.872	46.867
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0	0	0
Resultado Integral Total	201.147	68.811	40.872	46.867

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 2024 (no auditado)

Estados de Flujo de Efectivo – Directo Intermedios, al 30 de septiembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	30-09-2024 kUSD	30-09-2023 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		1.579.196	2.150.768
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		17.813	419
Otros cobros por actividades de operación		30	28
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.227.213)	(1.585.492)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(60.274)	(61.292)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(20.324)	(36.964)
Otros pagos por actividades de operación		(192)	(120)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(97.343)	(87.181)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		1.115	0
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(22.768)	(26.859)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(26.742)	(38.339)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		143.298	314.968
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		30	0
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(418.324)	(381.137)
Intereses recibidos		11.215	3.972
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(146.300)	(117.948)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		136.701	133.380
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(416.678)	(361.733)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		0	50.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		825.118	575.000
Préstamos de entidades relacionadas		0	75.000
Pagos de préstamos		(500.522)	(487.535)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(3.314)	(4.136)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		0	(75.000)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		321.282	133.329
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		47.902	86.564
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		3.720	4.206
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		51.622	90.770
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	301.327	132.365
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	352.949	223.135

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 2024 (no auditado)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto al 30 de septiembre de 2024, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 30 de septiembre de 2024	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 01-01-2024	1.043.728	389.195	0	(46.910)	1.386.013	0	1.386.013
Ganancia	0	0	0	201.007	201.007	0	201.007
Otros Resultados Integrales	0	140	0	-	140	0	140
Total Resultados Integrales	0	140	0	201.007	201.147	0	201.147
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	140	0	201.007	201.147	0	201.147
Saldo Final Ejercicio Actual 30-09-2024	1.043.728	389.335	0	154.097	1.587.160	0	1.587.160

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 2024 (no auditado)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto al 30 de septiembre de 2023, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 30 de septiembre de 2023	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias kUSD	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas) kUSD	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total kUSD	Cambios en Participaciones no Controladoras kUSD	Cambios en Patrimonio Neto, Total kUSD
		Otras Reservas Varias kUSD	Reservas de Conversión kUSD				
Patrimonio al 01-01-2023	1.043.728	406.043	0	364.144	1.813.915	0	1.813.915
Ganancia	0	0	0	69.498	69.498	0	69.498
Otros Resultados Integrales	0	(687)	0	0	(687)	0	(687)
Total Resultados Integrales	0	(687)	0	69.498	68.811	0	68.811
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	(687)	0	69.498	68.811	0	68.811
Saldo Final Ejercicio Anterior 30-09-2023	1.043.728	405.356	0	433.642	1.882.726	0	1.882.726

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 2024 (no auditado)

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 las distintas bolsas de comercio de Chile.

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 30 de septiembre de 2024 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 29 de octubre de 2024. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2023 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 30 de enero de 2024.

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años 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 IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS

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 2024 o fecha posterior. La Compañía no ha adoptado en forma anticipada ninguna norma, interpretación o enmienda que habiendo sido emitida aun no haya entrado en vigencia.

a) Las normas, interpretaciones y enmiendas a IFRS que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IAS 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2024
IFRS 16	Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
IAS 7 e IFRS 7	Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores	1 de enero de 2024

IAS 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes

En 2020 y 2022, el IASB emitió enmiendas a la IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas clarifican acerca de:

1. Qué se entiende por derecho a aplazar la liquidación.
2. Que debe existir un derecho a aplazar al final del período sobre el que se informa.
3. Esa clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento.
4. Que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de patrimonio, los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024. Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva. La aplicación anticipada está permitida, la cual debe revelarse. Sin embargo, una entidad que aplique las enmiendas de 2020 anticipadamente también está obligada a aplicar las enmiendas de 2022, y viceversa.

La Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS (Continuación)

IFRS 16 Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior

La enmienda aborda los requisitos que utiliza un vendedor-arrendatario para medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior.

La enmienda establece que después de la fecha de inicio de una transacción de venta con arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario aplica los párrafos 29 al 35 de IFRS 16 al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento posterior y los párrafos 36 al 46 de IFRS 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de IFRS 16, el vendedor-arrendatario determina los “pagos de arrendamiento” o los “pagos de arrendamiento revisados” de tal manera que el vendedor-arrendatario no reconocería ningún importe de ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que este conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la IFRS 16.

La enmienda no prescribe requisitos de medición específicos para los pasivos por arrendamiento que surgen de un arrendamiento posterior. La medición inicial del pasivo por arrendamiento que surge de un arrendamiento posterior puede dar lugar a que el vendedor-arrendatario determine “pagos por arrendamiento” que son diferentes de la definición general de pagos por arrendamiento en el Apéndice A de IFRS 16. El vendedor-arrendatario deberá desarrollar y aplicar una política contable que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con IAS 8.

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con IAS 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha de aplicación inicial es el comienzo del período anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma IFRS 16.

La Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.

IAS 7 e IFRS 7 – Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores

En mayo de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la IAS 7 *Estado de Flujos de Efectivo* y la IFRS 7 *Instrumentos Financieros: Información a Revelar*. Las enmiendas especifican los requisitos de información a revelar para mejorar los requisitos actuales, que tienen por objeto ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender los efectos de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos, flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las enmiendas aclaran las características de los acuerdos de financiación de proveedores. En estos acuerdos, uno o más proveedores de servicios financieros pagan cantidades que una entidad adeuda a sus proveedores. La entidad acuerda liquidar esos montos con los proveedores de servicios financieros de acuerdo con los términos y condiciones de los acuerdos, ya sea en la misma fecha o en una fecha posterior a la que los proveedores de servicios financieros pagan a los proveedores de la entidad.

Las enmiendas requieren que una entidad proporcione información sobre el impacto de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos y los flujos de efectivo, incluidos los términos y condiciones de dichos acuerdos, información cuantitativa sobre los pasivos relacionados con dichos acuerdos al principio y al final del período sobre el que se informa y el tipo y el efecto de los cambios no monetarios en los importes en libros de esos acuerdos. Se requiere que la información sobre esos acuerdos se presente en forma agregada a menos que los acuerdos individuales tengan términos que no son similares entre sí o que son únicos. En el contexto de las revelaciones cuantitativas de riesgo de liquidez requeridas por la IFRS 7, los acuerdos de financiación de proveedores se incluyen como un ejemplo de otros factores que podrían ser relevantes para revelar.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS (Continuación)

Las enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Las enmiendas brindan algunas exenciones de transición con respecto a la información comparativa y cuantitativa al comienzo del período de informe anual y las revelaciones en la información financiera intermedia.

La Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.

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 y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 30 de septiembre de 2024.

La preparación de los estados financieros 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

2.4 Entidades Filiales

Estos estados financieros consolidados 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.", "Central Termoeléctrica Andina SpA.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos SpA.", "Edelnor Transmisión S.A.", "Solairedirect Generación VI SpA", "Solairedirect Generación IX SpA", "Parque Eólico Los Trigales SpA", "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" y "Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas 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).

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. y que corresponden a las adquisiciones de plantas y proyectos llamados "San Pedro" ubicados en la isla de Chiloé, cuyo cierre de transacción fue el 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) sobre estas filiales, lo que determinó a valor razonable los activos y pasivos adquiridos de estas sociedades y sus efectos fueron incorporados en los saldos de cierre de 2022 tal como indica la norma (IFRS 3 párrafos 8 y 10). En lo principal, se reconocieron valores justos de propiedades, plantas & equipos, provisión de desmantelamiento y los respectivos efectos de impuestos diferidos, los cuales se originaron en este proceso de distribución del precio pagado por adquisición o Purchase Price Allocation (PPA).



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

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 filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. y la filial Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. es contabilizada 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.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros 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 Discontinuas. 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

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 a bajo precio, 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.
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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

2.7 Cambios en las políticas contables materiales

La Compañía implementó NIIF 16 Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019 y revela los impactos en los Estados Financieros Consolidados al 30 de septiembre de 2024. Engie Energía Chile S.A. en calidad de arrendatario ha decidido no utilizar la excepción práctica de NIIF 16 que permite no realizar una nueva evaluación sobre contratos antiguos clasificados como arriendo operativo bajo NIC 17 e CINIIF 4: “Como una solución práctica, no se requiere que una entidad evalúe nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento en la fecha de aplicación inicial. En su lugar, se permite que la entidad: (a) aplique esta Norma a contratos que estaban anteriormente identificados como arrendamientos aplicando la NIC 17 Arrendamientos y CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento.” Dado que, desde el punto de vista del arrendador, no está requerido a hacer ningún ajuste en la transición de NIIF 16, se optó por no analizar los contratos en los que EECL actúa como arrendador. Para la transición a la norma, EECL definió aplicar como modelo el enfoque retrospectivo modificado para el registro del activo por derecho de uso, como un monto igual al pasivo. Este registro se efectuó a partir del 01 de enero de 2019, aplicando de esta forma la norma en su fecha de aplicación obligatoria. Las tasas de descuentos (incremental) utilizadas para calcular las respectivas tablas de amortización asociadas a la obligación por arrendamiento fueron determinadas por la Administración de la Compañía, así como también los plazos de los arrendamientos, en aquellos en los que se indica la existencia de renovación. La aplicación de otros pronunciamientos no ha tenido efectos significativos para EECL.

El resto de los criterios contables aplicados durante el periodo 2024 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 Periodo Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidado Intermedios, por los ejercicios terminado al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Intermedios, por los ejercicios terminado al 30 de septiembre de 2024 y 2023.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por los ejercicios terminado al 30 de septiembre de 2024 y 2023.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo Intermedios, por los ejercicios terminado al 30 de septiembre de 2024 y 2023.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los estados financieros consolidados 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	30-09-2024	31-12-2023	30-09-2023
	USD 1	USD 1	USD 1
Peso Chileno	897,6800	877,1200	895,6000
Euro	0,8964	0,9042	0,9461
Yen	143,0283	140,8950	149,4471
Peso Argentino	970,5833	807,9750	349,9621
Libra Esterlina	0,7463	0,7844	0,8201
Unidad de Fomento	42,2316	41,9434	40,4171

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados 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 IFRS, 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, distinguiendo los que serán utilizados para mantenencias 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 periodo 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
Parque Eólico	Vida útil años	25	45
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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 justo 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 adquirente 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 justo 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 justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. 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 justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo 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 éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)**NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)****3.5 Deterioro de Activos (continuación)**

De acuerdo con las normas contables, si se realiza un deterioro a nivel de una UGE, cualquier pérdida por deterioro debe asignarse para reducir el valor en libros de los activos en un orden específico: primero, para reducir cualquier plusvalía existente y segundo, a los demás activos a prorrata. Además, una entidad no reducirá el valor en libros de un activo por debajo el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. En última instancia, si no es factible estimar el importe recuperable de cada activo individual de una UGE, las NIIF requieren una asignación de arbitraria de una pérdida por deterioro entre los activos de esa unidad generadora de efectivo.

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

La implementación de la NIIF 16 significa que la mayoría de los arrendamientos son reconocidos en el balance por los arrendatarios, lo que cambia los estados financieros de las compañías y sus índices relacionados en mayor medida. EECL tiene arrendamientos por concesiones de uso oneroso (terrenos) a largo plazo con el gobierno, para vehículos, camionetas y propiedades.

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

Todos los arrendamientos se clasifican como si fueran financieros. Los arrendatarios registran un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que comienza el arrendamiento.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 abarcan principalmente las inversiones en depósitos a plazo y fondos mutuos de renta fija, los que se reconocen a su valor justo. Estos son clasificados como inversiones mantenidas hasta el vencimiento y son liquidadas antes de o en 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 (IFRS 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 subsiguientes

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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. El grupo no ha designado cualquier 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 rating de cobertura es del 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 Energia Chile S.A. y sus subsidiarias 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 subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

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.

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas (continuación)

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 27).

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.

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 imposables. 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.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)**NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)****3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos (continuación)****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 subsidiarias, 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 subsidiarias, 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 que las diferencias temporales 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.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos (continuación)

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 en 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 y reconocidos 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 dicho pago 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.

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS (continuación)

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 IFRS 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 2024, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.691 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.409 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

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.

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

4.4 Principales Activos

El parque de la generación de EECL y sus Filiales, que en suma aporta 2.691 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (8%) 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 1.010 MW y se ubican a lo largo del SEN, las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 7 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 6 centrales en Mejillones y 1 central en Tocopilla, con una capacidad total de 1.670 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 Aguila 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 las filiales “Solar Los Loros SpA” con una potencia instalada de 46 MWp y “Solairdirect Generación Andacollo SpA” con una potencia instalada de 1,3MWp.

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 capacidad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

Con fecha 24 de marzo de 2023 entró en operación comercial el Parque Solar Coya con una capacidad instalada de 181,25 MWac.

Con fecha 28 de febrero de 2024 entró en operación comercial Bess Coya con una capacidad instalada de 137,8 MW.

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



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

5.1.1 Con fecha 19 de septiembre de 2022, ENGIE Energía Chile S.A. presentó una oferta de carácter vinculante a las sociedades Trans Antartic Energía Chile S.A., Trans Antartic Energía II S.A., Bosques de Chiloe S.A., Beltaine Renewable Energy S.L. e Inversiones Butalcura S.A., únicos y actuales accionistas de las sociedades Alba S.A., Alba Andes S.A., Alba Pacífico S.A. Energías de Abtao S.A. y Río Alto S.A., con el objeto de adquirir el 100% de las acciones de dichas sociedades.

Estas sociedades comprenden: (i) El Parque Eólico San Pedro I, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, actualmente en operación a través de 18 aerogeneradores de una capacidad instalada de 36 MW; (ii) el proyecto “Ampliación del Parque Eólico San Pedro II”, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, que consiste en un proyecto de generación de energía eólica actualmente en operación a través de 13 aerogeneradores de una capacidad instalada de 65 MW; y (iii) un proyecto de generación de energía eólica actualmente en desarrollo, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, con una capacidad por instalar de hasta 151 MW aproximadamente.

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. y que corresponden a las adquisiciones de plantas y proyectos llamados “San Pedro” ubicados en la isla de Chiloé, cuyo cierre de transacción fue el 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de “Purchase Price Allocation” (PPA) sobre estas filiales, lo que determinó a valor razonable los activos y pasivos adquiridos de estas sociedades y sus efectos fueron incorporados en los saldos de cierre de 2022 tal como indica la norma (IFRS 3 párrafos 8 y 10). En lo principal, se reconocieron valores justos de propiedades, plantas & equipos, provisión de desmantelamiento y los respectivos efectos de impuestos diferidos, los cuales se originaron en este proceso de distribución del precio pagado por adquisición o Purchase Price Allocation (PPA).

5.1.2 Con fecha 19 de julio de 2023 la Sociedad adquirió la filial Eólica Entre Cerros SpA. a Inversiones Bosquemar SpA.

5.1.3 Con fecha 15 de febrero de 2024 la Sociedad adquirió la filial Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA a Andes Solar SpA e Inversiones y Asesorías Isla de Espalador SpA.

(Ver detalle en Anexo 1 a)



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Efectivo en Caja	28	32
Saldos en Bancos	23.439	12.783
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	329.482	288.512
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	352.949	301.327

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO (continuación)

6.2 Depósitos a Plazo

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

Entidad	Moneda	Tasa anual %	Vencimiento	30-09-2024 kUSD	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2023 kUSD
Banco BCI	USD	4,45%	07-10-2024	4.000	5,34%	15-01-2024	5.013
Banco BCI	USD	4,46%	03-10-2024	3.802	5,81%	25-01-2024	15.029
Banco BCI	USD	4,54%	02-10-2024	5.004	5,81%	12-02-2024	30.057
Banco BCI	USD	4,55%	15-10-2024	10.005		-	0
Banco BCI	USD	4,63%	07-10-2024	14.005		-	0
Banco BCI	USD	5,26%	12-11-2024	5.018		-	0
Banco BCI	USD	5,47%	08-11-2024	1.511		-	0
Banco BCI	USD	5,47%	15-11-2024	3.522		-	0
Banco BCI	USD	5,73%	03-10-2024	12.139		-	0
Banco BCI	USD	5,73%	14-10-2024	2.526		-	0
Banco BCI	USD	5,73%	15-10-2024	3.035		-	0
Banco Chile	USD	4,45%	07-10-2024	4.950	5,20%	04-01-2024	9.912
Banco Chile	USD		-	0	5,60%	11-01-2024	4.976
Banco Chile	USD		-	0	5,35%	16-01-2024	14.877
Banco Chile	USD		-	0	5,75%	25-01-2024	9.908
Banco Estado	USD	4,70%	02-10-2024	5.005	5,00%	08-01-2024	15.025
Banco Estado	USD	4,90%	15-10-2024	3.500	5,05%	16-01-2024	2.001
Banco Estado	USD	4,95%	15-10-2024	7.004	5,13%	16-01-2024	10.013
Banco Estado	USD	5,00%	12-12-2024	10.006	5,50%	16-01-2024	5.025
Banco Estado	USD	5,00%	19-12-2024	10.006	5,65%	25-01-2024	5.026
Banco Estado	USD	5,05%	18-11-2024	5.004	5,40%	05-02-2024	5.007
Banco Estado	USD	5,06%	22-11-2024	10.006	5,60%	12-02-2024	4.959
Banco Estado	USD	5,10%	25-11-2024	10.009	5,50%	14-02-2024	5.007
Banco Estado	USD	5,25%	09-12-2024	4.512		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,70%	10-10-2024	3.500	5,63%	11-01-2024	5.829
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,10%	25-10-2024	9.004	5,50%	25-01-2024	5.002
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,10%	03-12-2024	4.003	5,60%	25-01-2024	15.028
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,10%	10-12-2024	10.008	5,68%	08-02-2024	15.028
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,15%	23-10-2024	10.010		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,40%	10-10-2024	10.057		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,40%	08-11-2024	10.057		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,50%	04-11-2024	8.064		-	0
Banco Santander	USD	4,93%	03-10-2024	8.004	5,90%	08-01-2024	5.010
Banco Santander	USD	4,95%	15-10-2024	3.500	5,80%	17-01-2024	5.004
Banco Santander	USD	5,15%	02-10-2024	9.022	5,70%	25-01-2024	13.551
Banco Santander	USD	5,15%	07-10-2024	25.025	5,75%	25-01-2024	13.057
Banco Santander	USD	5,15%	23-10-2024	10.010	5,80%	25-01-2024	15.029
Banco Santander	USD	5,50%	29-10-2024	4.034		-	0
Banco Santander	USD	5,55%	29-10-2024	5.042		-	0
Banco Scotia	USD	5,00%	12-11-2024	20.012	5,54%	08-01-2024	10.018
Banco Scotia	USD	5,00%	22-11-2024	10.006	5,70%	16-01-2024	9.053
Banco Scotia	USD	5,01%	15-10-2024	5.500	5,70%	19-01-2024	5.010
Banco Scotia	USD	5,02%	15-10-2024	10.005	5,75%	12-02-2024	30.058
Banco Scotia	USD	5,21%	13-11-2024	5.013		-	0
Banco Scotia	USD	5,24%	15-10-2024	5.012		-	0
Banco Scotia	USD	5,34%	01-10-2024	10.025		-	0
Total Consolidado				329.482			288.512



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 01-01-2024 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 30-09-2024 (1)
					Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
		Provenientes	Utilizados	Total							
		kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	840.024	725.118	(244.486)	480.632	0	0	0	0	0	39.355	1.360.011
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	1.276.489	100.000	(317.163)	(217.163)	0	0	0	0	0	25.232	1.084.558
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	15.568	86.480	(91.067)	(4.587)	0	0	0	0	0	0	10.981
Total	2.132.081	911.598	(652.716)	258.882	0	0	0	0	0	64.587	2.455.550

(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 01-01-2023 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31-12-2023 (1)
					Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
		Provenientes	Utilizados	Total							
		kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	846.342	0	(32.750)	(32.750)	0	0	0	0	0	26.432	840.024
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	931.679	825.000	(497.954)	327.046	0	0	0	0	0	17.764	1.276.489
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	7.766	261.214	(253.412)	7.802	0	0	0	0	0	0	15.568
Total	1.785.787	1.086.214	(784.116)	302.098	0	0	0	0	0	44.196	2.132.081



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Forward (1)	14.363	12.391
Fondos Mutuos	1.366	50
Total Otros Activos Financieros	15.729	12.441

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

No Corriente

Detalle de Instrumentos	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Forward (1)	27.436	5.682
Total Otros Activos Financieros	27.436	5.682

(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	30-09-2024	31-12-2023
		kUSD	kUSD
Banco Santander Río	USD	1.366	50
Total Fondos Mutuos		1.366	50

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	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	9.391	14.220
IVA Crédito Fiscal (2)	214.558	171.011
Anticipos a Proveedores (3)	11.885	49.318
Otros	4.703	3.119
Total	240.537	237.668

(1) Corresponde a pólizas para EECL y afiliadas, 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 IFRS 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 provisión de incobrables 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 posee cartera repactada con un cliente, y 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	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	185.623	263.649
Deudores Varios Corrientes	267	172
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	4.072	7.350
Total	189.962	271.171

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Cuentas por cobrar (*)	421.453	297.564
Otros Deudores Varios	0	20
Total	421.453	297.584

(*) Incluye cuentas por cobrar originadas por la implementación de las leyes 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado (“PEC-1”), 21.472 llamada Mecanismo de Protección al Cliente (“MPC” o “PEC-2”) y 21.667 (“PEC-3”).

Al 30 de septiembre de 2024, el saldo de cuentas por cobrar no corrientes incluía USD 421,5 millones correspondientes a saldos por cobrar a compañías de distribución eléctrica según lo establecido en el Decreto de Precio de Nudo Promedio Enero 2024 publicado el 5 de julio de 2024. Este monto incluye USD 268,4 millones de saldos nominales de cuentas por cobrar, correspondientes a saldos generados entre los periodos de facturación de julio de 2022 y octubre de 2023, además de reajustes por inflación de USD 18,5 millones e intereses de USD 50,3 millones establecidos en dicho decreto tarifario producto de las postergaciones en las fechas de publicación de los decretos tarifarios respectivos. Los USD 84,3 millones restantes corresponden a la provisión de saldos por cobrar a compañías de distribución eléctrica calculados según lo establecido en las leyes de estabilización de precios para los periodos entre noviembre de 2023 y septiembre 2024. Este monto representa un aumento frente a los USD 297,6 millones registrados al 31 de diciembre de 2023.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

Los saldos remanentes podrán ser monetizados según se establece en las leyes PEC-2 y PEC-3 y de acuerdo a los mecanismos estructurados por BID Invest que se describen en los párrafos siguientes.

Durante 2021, 2022 y 2023, la Sociedad realizó ventas de cuentas por cobrar bajo PEC-1 a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de USD 272,9 millones, en línea con los acuerdos firmados con Goldman Sachs, BID Invest y posteriormente con Allianz. Este valor incluye los saldos informados en los decretos de precio de nudo promedio enero 2020, julio 2020, enero 2021, julio 2021, enero 2022 y julio 2022. El 30 de agosto de 2023, la compañía vendió documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 por un valor nominal de USD 200 millones más intereses. El 30 de octubre de 2023 completó la segunda venta por un monto de USD 10,9 millones y el 28 de diciembre, la última del año 2023 por un total de USD 10,2 millones. El 17 de enero de 2024, la compañía realizó la cuarta venta por un valor de USD 9,6 millones más intereses. El 30 de mayo de 2024, la compañía realizó la quinta venta por un valor de USD 38,3 millones más intereses. El 9 de agosto de 2024, la compañía realizó la sexta venta por un valor de USD 9,3 millones más intereses y el día 30 de septiembre recibió de parte de la Tesorería un monto de 56,6 mil dólares más intereses. Con esto, entre 2023 y los primeros nueve meses de 2024, la compañía recibió un total de USD 290,7 millones por concepto de ventas de documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 incluyendo intereses.

Con fecha 13 de julio de 2022, tras ratificar los cambios realizados por el Senado, el proyecto "Mecanismo de Protección al Cliente" o "MPC" fue despachado a Ley por la Cámara de Diputadas y Diputados. Esta Ley busca estabilizar los precios de energía para los clientes suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tiene por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación, de acuerdo con sus condiciones contractuales respectivas o con el decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extendió hasta que se topó el fondo con los saldos originados en febrero de 2024.

A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032. Con ese fin, determinará los cargos que permitan recaudar los montos requeridos para la restitución total de los recursos necesarios para la correcta operación del MPC. El 14 de marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta 86 que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la ley N° 21.472.

De conformidad con la "Ley MPC" y la resolución exenta emitida por la CNE, las empresas generadoras reciben periódicamente Certificados de Pago emitidos por la Tesorería General de la República de Chile (la "Tesorería"), por el equivalente a la diferencia entre los precios de los contratos de suministro con distribuidoras y las tarifas aplicables según la Ley MPC, por un monto total de hasta USD 1.800 millones. El Gobierno solicitó a BID Invest la estructuración de un mecanismo de financiamiento para las empresas generadoras a partir de la entrada en vigor de la Ley MPC. Bajo este mecanismo, BID Invest compra los certificados de pago emitidos por la Tesorería a favor de las empresas generadoras, revendiendo parte de ellos a una sociedad de propósito especial, que a su vez emite notas bajo los formatos 144-A/Reg S y 4(a)2. BID Invest designó a Goldman Sachs para liderar la estructuración de la transacción y a JP Morgan e Itaú para liderar la colocación de las notas en conjunto con Goldman Sachs. Los certificados de pago incluyen intereses y gastos financieros de tal manera que las empresas de generación reciben el monto nominal total de las facturas de acuerdo con sus respectivos contratos de suministro con compañías distribuidoras. Los certificados de pago deberán ser pagados por los usuarios regulados en su totalidad a más tardar el 31 de diciembre de 2032. El reembolso total de los Certificados de Pago cuenta con garantía de la República de Chile.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

Considerando las demoras del mecanismo establecido en la Ley N° 21.472 y sus efectos en los clientes y en las empresas, en octubre de 2023 el Ministerio de Energía y la Comisión de Minería y Energía del Senado firmaron un acuerdo de trabajo legislativo considerando tres pilares fundamentales: (i) introducir mejoras al mecanismo de estabilización de precios de electricidad, (ii) la normalización gradual de las tarifas de distribución y (iii) el pago de las deudas contraídas mediante los mecanismos de estabilización de las leyes N° 21.185 y N° 21.472. La Ley 21.667 (PEC 3) fue promulgada el 23 de abril de 2024.

Con fecha 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation (“BID Invest”) en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a BID Invest documentos de pago (“DDP”) que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677, que “Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y Establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios” (la Ley 21.472, así modificada, la “Ley PEC 3”), la Resolución Exenta número 86 de 2023, modificada por la Resolución Exenta número 334 de 2023 y por la Resolución Exenta número 379 de 2024, todas de la Comisión Nacional de Energía. La Ley PEC 3 creó un fondo de estabilización de tarifas y estableció un nuevo mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas por hasta 5.500 millones de dólares de los Estados Unidos de América, cuya vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de dicha ley, lo cual no podrá ser en una fecha posterior al día 31 de diciembre de 2035.

El mismo 7 de octubre de 2024, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión es el de financiar parte de la compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. Dichos documentos de pago contarán con garantía parcial de la República de Chile por un 30% del valor inicial de los documentos vendidos. Mediante el acuerdo alcanzado con BID Invest descrito en el párrafo anterior, BID Invest comprará los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A financiado directamente por BID Invest por aproximadamente USD 161 millones y un tramo B por aproximadamente USD1,440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S.

El bono 144-A/RegS emitido el día 7 de octubre de 2024 tiene una vida promedio de 7,4 años, una tasa de colocación de 5,58% y será repagado con fondos del FET, con cobertura parcial de garantía soberana de la República de Chile. Los recursos provenientes de la emisión de este bono, sumados a los recursos directos proporcionados por BID Invest, se usaron para comprar documentos de pago a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de USD 1.555 millones el día 24 de octubre de 2024, correspondientes a la primera venta bajo el programa PEC-3. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, asciende a USD 356 millones, con los que se reducirá el monto de la cuenta por cobrar a largo plazo indicada en esta nota.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 30 de septiembre de 2024											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad		
		1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días			
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD			
Deudores por operaciones de crédito corriente	169.612	12.865	2.648	1.030	204	429	523	621	1222	2.160	191.314	422.928	
Estimación incobrables	(532)	0	0	0	(204)	(429)	(523)	(621)	(1.222)	(2.160)	(5.691)	(1.475)	
Deudores varios corrientes	267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	267	0	
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otras cuentas por cobrar corrientes	4.072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.072	0	
Total	173.419	12.865	2.648	1.030	0	0	0	0	0	0	189.962	421.453	



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2023, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre 2023											Total Corriente kUSD	Total No Corriente kUSD
	Cartera al Día kUSD	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad		
		1-30 días kUSD	31-60 días kUSD	61-90 días kUSD	91-120 días kUSD	121-150 días kUSD	151-180 días kUSD	181-210 días kUSD	211-250 días kUSD	Mas 250 días kUSD			
Deudores por operaciones de crédito corriente	216.153	44.007	2.675	1.673	1.212	48	11	54	132	5.772	271.737	298.799	
Estimación incobrables	(859)	0	0	0	(1.212)	(48)	(11)	(54)	(132)	(5.772)	(8.088)	(1.235)	
Deudores varios corrientes	172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172	20	
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otras cuentas por cobrar corrientes	7.350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.350	0	
Total	222.816	44.007	2.675	1.673	0	0	0	0	0	0	271.171	297.584	

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	2.168	173.951	2.168	173.951
Entre 1 y 30 días	-	0	294	12.865	294	12.865
Entre 31 y 60 días	-	0	415	2.648	415	2.648
Entre 61 y 90 días	-	0	58	1.030	58	1.030
Entre 91 y 120 días	-	0	44	204	44	204
Entre 121 y 150 días	-	0	56	429	56	429
Entre 151 y 180 días	-	0	15	523	15	523
Entre 181 y 210 días	-	0	96	621	96	621
Entre 211 y 250 días	-	0	32	1.222	32	1.222
Superior a 251 días	-	0	778	2.160	778	2.160
Total		0		195.653		195.653

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2023	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.855	223.675	1855	223.675
Entre 1 y 30 días	-	0	178	44.007	178	44.007
Entre 31 y 60 días	-	0	117	2.675	117	2.675
Entre 61 y 90 días	-	0	55	1.673	55	1.673
Entre 91 y 120 días	-	0	254	1.212	254	1.212
Entre 121 y 150 días	-	0	80	48	80	48
Entre 151 y 180 días	-	0	13	11	13	11
Entre 181 y 210 días	-	0	14	54	14	54
Entre 211 y 250 días	-	0	17	132	17	132
Superior a 251 días	1	2.288	555	3.484	556	5.772
Total		2.288		276.971		279.259

Provisiones y Castigos	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Saldo Inicial	9.323	9.688
Provisión cartera no repactada	2.060	456
Recuperos del periodo	(798)	(442)
Reversa por castigos del periodo	(3.386)	0
Otros	(33)	(379)
Saldo final	7.166	9.323



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 26 de abril de 2022, 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 acordó para el ejercicio 2024 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 periodo 2024 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	30-09-2024 kUSD	30-09-2023 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	78	84
Carolina Schmidt, Director	53	0
Joanna Davidovich, Director	53	0
Mauro Valdes, Director	23	84
Claudio Iglesias, Director	25	84
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	232	252

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el periodo 2024, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y no registra gastos en el mismo periodo.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Remuneraciones	3.158	2.387	982	590
Beneficios de corto plazo	315	474	115	108
Total	3.473	2.861	1.097	698

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
Rosaline Corinthien	Chief Executive Officer
Fernando Valdés	Chief Legal and Ethics Officer
Eduardo Milligan	Chief Finance, ESG and Procurement Officer
Lucy Oporto	Chief Of Human Resources and Internal Communications Officer
Gabriel Marcuz	Managing Director Flexible Generation & Retail
Pablo Villarino	Chief Of External Communications, and CSR Officer
Juan Villavicencio	Managing Director GBU Renewables
Demian Talavera	Managing Director GBU Networks Andes
Isak De Eskinazis	Chief of Global Energy Management Officer
Diane De Galbert	Chief of Strategy and Digital Solutions Officer



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024	31-12-2023
					kUSD	kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	1.875	6.275
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	7	6
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	74	77
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	562	496
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	119	1
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	UF	27	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	8	7
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	155	200
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	23	48
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	15	14
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	212	283
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control conjunto	USD	43	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	2	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control conjunto	UF	145	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					3.267	7.407

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	30-09-2024	31-12-2023
					kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	17.043	16.017
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					17.043	16.017

(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 2027.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024	31-12-2023
					kUSD	kUSD
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	2.190	5.800
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	0	225
0-E	Engie Impact Belgium	Bélgica	Matriz Común	EUR	0	24
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	0	585
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	65	181
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	4.349	5.016
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	0	88
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1.569	1.800
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.988	1.849
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control conjunto	UF	820	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					10.981	15.568

(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	30-09-2024	31-12-2023
					kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	48.363	49.889
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					48.363	49.889

(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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas

Entidad						30-09-2024		31-12-2023	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	CEF Services S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	107	(107)	322	(322)
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos	62	62	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Servicios Prestados	739	739	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Servicios Recibidos	1.000	(1.000)	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Venta de Activos	1.500	1.500	0	0
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	103	0	139	(72)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios	151	0	71	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	131	131	366	366
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Préstamos (Intereses)	0	0	1.589	(1.589)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	582	582	903	903
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	0	0	204.828	(197.329)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	19	19	36	36
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	181	181	241	241
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	169	(169)	188	(188)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	4.354	4.354	25.752	25.752
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	466	466	1.109	1.109
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	6	6	8	8
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	670	(670)	887	(887)
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	101	101	67	67
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	438	-65	395	(395)
0-E	Engie Impact Belgium S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	77	(77)
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	212	212	283	283
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	1	(1)
0-E	Engie Management Company	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	803	(803)	0	0
0-E	Engie Mex Consultores, S.A. de C.V.	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	588	(588)
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	3	(3)	108	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	576	(576)



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas (continuación)

Entidad						30-09-2024		31-12-2023	
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	CLP	Recuperación de gastos	7	7	28	28
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	12	12	55	55
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	154	154	206	206
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.097	(899)	1.361	(1.020)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	736	736	1.177	1.177
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	39.230	(39.230)	53.867	(53.867)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	20	20	41	41
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	25	25	96	96
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	1.217	1.217	1.897	1897
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	479	479	594	594
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	62	62	97	97
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	77	77	87	87
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	49	(49)	121	(121)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	146	146	32	32
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	570	(227)	702	(98)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	18	18	3	3
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	1.026	1.026	1.230	1.230
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios Prestados	480	480	640	640
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Servicios Recibidos	9	(9)	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	188	188	274	274
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos	31	31	56	56
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	17	17	12	12
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	5.468	(5.468)	12.889	(12.889)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	336	336	606	606
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.387	0	1.681	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	5.183	(5.183)	6.804	(6.804)



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 40.2).

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 periodo 2024 y 2023 es el siguiente:

Clases de Inventarios	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Materiales y Suministro Operación	89.175	84.803
Provisión Obsolescencia	(25.969)	(25.279)
Provisión Deterioro Repuestos	(39.234)	(39.234)
Carbón	64.275	85.778
Petróleo Bunker N° 6	236	236
Petróleo Diesel	9.364	8.304
Cal Hidratada	11.223	11.060
Caliza – Biomasa - Arena Silice	3.405	2.867
GNL	59.271	10.887
Lubricantes	152	152
Total	171.898	139.574

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los periodos 2024 y 2023, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	30-09-2024 kUSD	30-09-2023 kUSD
Combustibles para la operación	222.074	450.688
Otros insumos de la operación	1.288	2.817
Materiales y repuestos	8.319	7.173
Total	231.681	460.678

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	25.279	29.619
Aumento (disminución) provisión	690	(4.340)
Saldo Final	25.969	25.279

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



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
PPM	289	623
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	8.078	15.853
Crédito Sence	0	306
Total Impuestos por Recuperar	8.367	16.782

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Gasto Tributario Corriente	4.371	15.363
Total Impuestos por Pagar	4.371	15.363

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	47.760	36.174
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	331	581
Otros	7.174	501
Total	57.426	39.417

(1) La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el estado de situación financiera 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:

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.

Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de transmisión y otras renovables.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2023	Capital Pagado	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 30-09-2024	Total al 30-09-2024
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	125.397	0	4.241	0	(2.125)	127.513
Control Conjunto	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (1)	300.000	50,00%	0	1.192	72	0	0	1.264
Total				125.397	1.192	4.313	0	(2.125)	128.777

Resultado Devengado	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	4.313	3.427

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%	92.967	671.038	764.005	40.358	577.461	617.819	146.186	57.970	19.121	10.273
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (1)	50,00%	1.650	1.275	2.925	397	0	397	2.528	1.364	1.310	143

(1) Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (COIESA) se constituyó como una sociedad anónima cerrada en diciembre 2023. Engie Energía Chile S.A. posee el 50% de las acciones con derecho a voto y posee control conjunto con Red Eléctrica Chile SpA. COIESA es un centro de control creado para monitorear, controlar y supervisar las instalaciones eléctricas de nuestra propiedad y de Red Eléctrica Chile Chile SpA.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2023 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación %	Saldo al 31-12-2022 kUSD	Resultado devengado kUSD	Provisión dividendos kUSD	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2023 kUSD	Total al 31-12-2023 kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	124.313	3.427	0	(2.343)	125.397
Total				124.313	3.427	0	(2.343)	125.397

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%	96.012	690.537	786.549	47.906	598.482	646.388	140.161	74.592	26.065	9.243



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

Activos Intangibles Neto	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	127.350	133.053
Servidumbres, neto	5.318	5.720
Total Neto	132.668	138.773

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados al proyecto de nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales comenzaron a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 y 15 años respectivamente. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	16.100	16.090
Total Bruto	378.234	378.224

Amortización de Activos Intangibles	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(215.496)	(209.793)
Amortización, Servidumbres	(10.782)	(10.370)
Total Amortización	(226.278)	(220.163)

Deterioro de Activos Intangibles	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Deterioro Intangibles, Relación Contractual Clientes	(19.288)	(19.288)
Total Amortización	(19.288)	(19.288)

Durante el año 2023 el intangible asociado a Inversiones Hornitos SpA fue consumido completamente.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA (continuación)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el periodo 2024 y 2023.

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

En diciembre de 2009, producto de la adquisición de las sociedades indicadas en la Nota 16, la Sociedad reconoció, de acuerdo a NIIF 3 “Combinación de Negocio”, activos intangibles asociados a contratos con clientes de las sociedades Central Termoeléctrica Andina SpA. (CTA) e Inversiones Hornitos SpA. (CTH).

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 01-01-2023 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al	Amortización Acumulada al	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas)	Amortización Acumulada al	Deterioro Acumulado al	Saldo Neto al
			30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	kUSD	30-09-2024 kUSD	30-09-2024 kUSD	30-09-2024 kUSD	
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(209.793)	(5.702)	0	(215.495)	(19.288)	127.351
Servidumbres	16.090	10	16.100	(10.370)	(413)	0	(10.783)	0	5.317
TOTALES	378.224	10	378.234	(220.163)	(6.115)	0	(226.278)	(19.288)	132.668

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2023 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al	Amortización Acumulada al	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas)	Amortización Acumulada al	Deterioro Acumulado al	Saldo Neto al
			31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD	kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(193.923)	(15.870)	0	(209.793)	(19.288)	133.053
Servidumbres	13.847	2.243	16.090	(9.819)	(551)	0	(10.370)	0	5.720
TOTALES	375.981	2.243	378.224	(203.742)	(16.421)	0	(220.163)	(19.288)	138.773

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)).

Durante el año 2023 el intangible asociado a Inversiones Hornitos SpA fue consumido completamente.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 16 – PLUSVALIA

16.1 Plusvalía de adquisición San Pedro I y San Pedro II

Plusvalía	Saldo al	Saldo al
	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	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

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. asociados a la compra de entidades y proyectos llamados San Pedro y que tuvo su cierre de transacción el 15 de diciembre de 2022, se realizó durante el 2023 un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el periodo 2024 son los siguientes:

Movimientos Año 2024	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	564.205	39.969	332.446	4.537.084	47.898	532.858	11.392	329.124	6.394.976
Depreciación Acumulada	0	0	(139.085)	(2.094.600)	(43.039)	(302.329)	(9.904)	(219.220)	(2.808.177)
Deterioro	(3.176)	(9.995)	(117.671)	(1.023.907)	(530)	(14.927)	(67)	(31.492)	(1.201.765)
Saldo Inicial al 01-01-2024	561.029	29.974	75.690	1.418.577	4.329	215.602	1.421	78.412	2.385.034
Adiciones	470.616	0	0	863	30	0	156	2.438	474.103
Bajas	0	0	(3)	(132)	(818)	(17)	(9)	(1)	(980)
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos por Depreciación	0	0	(4.316)	(78.311)	(1.687)	(9.132)	(349)	(6.233)	(100.028)
Cierre Obras en Curso	(198.946)	0	0	194.527	444	3596	0	379	0
Cambios, Total	271.670	0	(4.319)	116.947	(2.031)	(5.553)	(202)	(3.417)	373.095
Saldo Final 30-09-2024	832.699	29.974	71.371	1.535.524	2.298	210.049	1.219	74.995	2.758.129



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2023 son los siguientes:

Movimientos Año 2023	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	330.861	39.969	339.074	4.286.787	45.022	490.535	10.638	307.246	5.850.132
Depreciación Acumulada	0	0	(136.313)	(1.965.172)	(39.868)	(292.774)	(9.314)	(208.079)	(2.651.520)
Deterioro	0	0	(2.673)	(613.586)	(530)	(14.927)	0	(11.878)	(643.594)
Saldo Inicial al 01-01-2023	330.861	39.969	200.088	1.708.029	4.624	182.834	1.324	87.289	2.555.018
Adiciones	555.115	0	0	(12.825)	0	3	(8)	19.160	561.445
Bajas	(7.718)	0	(242)	(3.607)	0	(273)	0	(95)	(11.935)
Deterioro (1)	(3.176)	(9.995)	(114.998)	(410.321)	0	0	(67)	(19.614)	(558.171)
Gastos por Depreciación	0	0	(9.234)	(125.234)	(3.165)	(11.793)	(645)	(11.252)	(161.323)
Cierre Obras en Curso	(314.053)	0	76	262.535	2.870	44.831	817	2.924	0
Cambios, Total	230.168	(9.995)	(124.398)	(289.452)	(295)	32.768	97	(8.877)	(169.984)
Saldo Final 31-12-2023	561.029	29.974	75.690	1.418.577	4.329	215.602	1.421	78.412	2.385.034

(1) Deterioro 2023

Durante 2023, se revaluó el aporte al portafolio de algunas centrales eléctricas, la conclusión actualizada fue que a partir del 2026 no generan un flujo de caja suficiente, ni una protección relevante para nuestra cartera y por esta razón han sido evaluadas separadamente de la unidad generadora de efectivo EECL y como resultado de dicha evaluación tenemos un deterioro de kUSD 558.171.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos por provisión de desmantelamiento al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2024	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Lineas Transmisión	Total Demantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	11.206	82.027	3.483	31.821	26.632	1.059	156.228
Depreciación acumulada	(1.210)	(11.118)	(377)	(1.270)	(6.671)	0	(20.646)
Deterioro	0	(47.197)	0	0	0	0	(47.197)
Saldo al 01-01-2024	9.996	23.712	3.106	30.551	19.961	1.059	88.385
Movimiento	0	(7.000)	0	0	0	0	(7.000)
Baja Deterioro	0	7.000	0	0	0	0	7.000
Depreciación	(833)	(1.777)	(73)	(937)	(1.032)	(33)	(4.685)
Saldo Final al 30-09-2024	9.163	21.935	3.033	29.614	18.929	1.026	83.700

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2023	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Lineas Transmisión	Total Demantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	12.101	88.603	4.590	34.553	25.732	0	165.579
Depreciación acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	0	(14.078)
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	0	(28.833)
Saldo al 01-01-2023	12.101	52.038	4.344	34.142	20.043	0	122.668
Movimiento	(895)	(6.576)	(1.107)	(2.732)	900	1.059	(9.351)
Deterioro	0	(18.364)	0	0	0	0	(18.364)
Depreciación	(1.210)	(3.386)	(131)	(859)	(982)	0	(6.568)
Saldo Final al 31-12-2023	9.996	23.712	3.106	30.551	19.961	1.059	88.385



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	553.357	417.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	132.865	85.296
Construcción en Curso Otros	146.477	58.225
Terrenos	29.974	29.974
Edificios	71.371	75.690
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	23.184	28.575
Centrales Termoeléctricas	601.498	633.623
Centrales Diesel	569	677
Centrales Hidroeléctricas	18.476	19.207
Centrales Fotovoltaicas	394.226	212.203
Parque Eólico	402.035	419.757
Gasoductos	51.013	58.599
Puertos	44.523	45.936
Equipamiento de Tecnología de la Información	2.298	4.329
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	209.324	214.928
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	725	674
Vehículos de Motor	1.219	1.421
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	10.570	10.809
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	39.609	40.591
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.345	3.417
Otras Propiedades, Planta y Equipo	21.471	23.595
Total Propiedades, Planta y Equipos	2.758.129	2.385.034



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente (continuación):

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	553.357	417.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	132.865	85.296
Construcción en Curso Otros	149.653	61.401
Terrenos	39.969	39.969
Edificios	328.488	332.446
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	327.975	328.974
Centrales Termoeléctricas	2.551.290	2.756.061
Centrales Diesel	42.191	42.191
Centrales Hidroeléctricas	40.839	40.839
Centrales Fotovoltaicas	436.296	242.590
Parque Eólico	548.252	548.196
Gasoductos	428.138	428.325
Puertos	149.908	149.908
Equipamiento de Tecnología de la Información	21.444	47.898
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	472.503	471.097
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	60.938	61.761
Vehículos de Motor	10.594	11.392
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	202.584	260.032
Total Propiedades, Planta y Equipos	6.566.376	6.394.976



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente (continuación):

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(139.653)	(139.085)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(293.969)	(289.577)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.056.725)	(1.159.473)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.269)	(41.161)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(22.363)	(21.632)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(42.070)	(30.387)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(146.217)	(128.439)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(356.811)	(349.412)
Depreciación Acumulada Puertos	(75.932)	(74.519)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(18.744)	(43.039)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(248.252)	(241.242)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(60.213)	(61.087)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(9.308)	(9.904)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(2.146)	(1.907)
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(12.777)	(11.795)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(645)	(573)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(149.939)	(204.945)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.677.033)	(2.808.177)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Deterioro de Valor, Construcción en Curso	(3.176)	(3.176)
Deterioro de Valor, Terrenos	(9.995)	(9.995)
Deterioro de Valor, Edificios	(117.464)	(117.671)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(353)	(353)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(893.067)	(962.965)
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	(402)	(530)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(14.927)	(14.927)
Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(67)	(67)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(31.174)	(31.492)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(1.131.214)	(1.201.765)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(3.808.247)	(4.009.942)

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS (continuación)

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

17.1 Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	30-09-2024		31-12-2023	
	Tasa de interés	kUSD	Tasa de interés	kUSD
Proyectos Renovables	5,765%	16.529	5,594%	9.685
Proyectos Subestaciones	5,765%	2.547	5,594%	1.228
Proyectos Térmicos	5,765%	320	5,594%	0
Total		19.396		10.913

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 2024		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.035	1.988
Entre 1 año y cinco años	28.093	17.943	10.150
Más de cinco años	57.942	19.729	38.213
Total	93.058	42.707	50.351

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2023		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.174	1.849
Entre 1 año y cinco años	28.093	18.651	9.442
Más de cinco años	63.209	22.762	40.447
Total	98.325	46.587	51.738

Ver nota 10.5 y 10.6



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 30 de septiembre de 2024 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 118.372, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero. EECL mantiene actualmente en sus registros arrendamientos financieros por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

Movimientos Año 2024	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	(17.606)	(2.157)	(19.763)
Saldo Inicial al 01-01-2024	122.150	750	122.900
Gasto por Amortización	(2.017)	(562)	(2.579)
Amortización (*)	(1.761)	0	(1.761)
Cambios, Total	(3.778)	(562)	(4.340)
Saldo Final 30-09-2024	118.372	188	118.560

Movimientos Año 2023	Terrenos	Vehículos de Motor	Total Activos por Derecho de Uso
	kUSD	kUSD	kUSD
Activos por Derecho de uso	175.087	2.907	177.994
Amortización Acumulada	(15.097)	(1.407)	(16.504)
Saldo Inicial al 01-01-2023	159.990	1.500	161.490
Modificación contrato	8.486	0	8.486
Contratos terminados (**)	(43.817)	0	(43.817)
Gasto por Amortización	(3.320)	(750)	(4.070)
Amortización (*)	(2.209)	0	(2.209)
Amortización contratos terminados (**)	3.020	0	3.020
Cambios, Total	(37.840)	(750)	(38.590)
Saldo Final 31-12-2023	122.150	750	122.900

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

(**) Con fecha 19 de junio de 2023 el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado “Pampa Yolanda”. Con fecha 17 de agosto el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°230 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado “Calama C”.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO (continuación)

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	30 de septiembre de 2024			
	Valor Bruto	Valor Interés	Valor presente corto plazo	Valor presente largo plazo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Menor a un año	7.514	3.140	4.374	0
Entre 1 año y 3 años	19.219	8.811	0	10.408
Entre 3 años y 5 años	11.278	5.357	0	5.921
Más de 5 años	119.677	38.925	0	80.752
Total	157.688	56.233	4.374	97.081

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2023			
	Valor Bruto	Valor Interés	Valor presente corto plazo	Valor presente largo plazo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Menor a un año	8.651	3.264	5.387	0
Entre 1 año y 3 años	19.414	9.158	0	10.256
Entre 3 años y 5 años	12.454	5.576	0	6.878
Más de 5 años	125.520	41.434	0	84.086
Total	166.039	59.432	5.387	101.220

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.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	Alícuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2023	25%	35%
1° de enero de 2024	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	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	59.858	22.744
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	297.606	270.792
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	3.756	3.898
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	202.601	248.893
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	415	445
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	1.309	2.101
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.546	4.364
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	2.423	2.277
Activos por Impuestos Diferidos	569.514	555.514

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.

(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 el 2022.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

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

Pasivos por Impuestos Diferidos	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	319.036	234.289
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	38.264	40.435
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	51.067	52.221
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	116.769	104.776
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	6.483	7.976
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	3.940	23.289
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	10.900	11.414
Pasivos por Impuestos Diferidos	547.613	475.554

(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 el 2022.

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

Impuestos Diferidos	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	48.519	108.970
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	26.618	29.010
Neto	(21.901)	(79.960)

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 periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2018-2024
Argentina	2019-2024

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2024		2023		2024		2023	
	Impuesto 27% kUSD	Tasa Efectiva %						
Impuesto teórico sobre resultado financiero	75.619	27,00	22.173	27,00	18.938	27,00	15.608	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.165)	(0,42)	(551)	(0,67)	(523)	(0,11)	(109)	1,18
Otras diferencias permanentes	4.152	1,53	(9.448)	(11,42)	1.013	(0,01)	(417)	25,88
Total Diferencias Permanentes	2.987	1,11	(9.999)	(12,09)	490	(0,12)	(526)	27,06
Gasto por Impuesto a la Renta	78.606	28,11	12.174	14,91	19.428	26,88	15.082	54,06



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

19.3 Conciliación Tasa Efectiva (continuación)

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2024		2023		2024		2023	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	77.172	27,00	23.703	27,00	19.580	27,00	15.875	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.165)	(0,41)	(551)	(0,62)	(523)	(0,11)	(109)	0,91
Otras Diferencias Permanentes (1)	4.273	1,50	(9.960)	(11,35)	1.296	0,11	(780)	20,31
Total Diferencias Permanentes	3.108	1,09	(10.511)	(11,97)	773	0,00	(889)	21,22
Gasto por Impuesto a la Renta	80.280	28,09	13.192	15,03	20.353	27,00	14.986	48,22

(1) Corresponde principalmente a impuestos diferidos no recuperables.

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2024		2023		2024		2023	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(1.553)	25,00	(1.530)	25,00	(642)	25,00	(267)	25,00
Otras Diferencias Permanentes	(121)	1,95	512	(8,37)	(283)	6,40	363	(5,42)
Total Diferencias Permanentes	(121)	1,95	512	(8,37)	(283)	6,40	363	(5,42)
Gasto por Impuesto a la Renta	(1.674)	26,95	(1.018)	16,63	(925)	31,40	96	19,58

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

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

Item	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	20.268	31.929	8.224	15.661
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(11)	(7.657)	0	0
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	22.470	9.285	6.416	4.512
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	35.588	(19.074)	6.197	(2.545)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(124)	(122)	(51)	(21)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	415	(2.187)	(1.358)	(2.525)
Total	78.606	12.174	19.428	15.082

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(415)	2.187	1.358	2.525
Total	(415)	2.187	1.358	2.525



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS (continuación)

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 30 de septiembre de 2024 kUSD 75.698.

Al 30 de septiembre de 2023 kUSD 103.257.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	30-09-2024		31-12-2023	
	Corriente kUSD	No Corriente kUSD	Corriente kUSD	No Corriente kUSD
Préstamos que devengan intereses	264.845	2.179.724	325.204	1.805.093
Derivados de cobertura (ver nota 21)	7.726	29.176	6.500	8.437
Total	272.571	2.208.900	331.704	1.813.530

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	30-09-2024		31-12-2023	
	Corriente kUSD	No Corriente kUSD	Corriente kUSD	No Corriente kUSD
Préstamos bancarios	111.671	972.887	311.420	965.069
Obligaciones con público	153.174	1.206.837	13.784	840.024
Total	264.845	2.179.724	325.204	1.805.093



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 %	30-09-2024	31-12-2023	30-09-2024	31-12-2023	30-09-2024	31-12-2023
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	7,191	7,191	1.552	0	740	237	2.292	237
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	7,191	7,191	755	0	360	114	1.115	114
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	44	0	0	7	44	7
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,904	4,904	0	0	1.348	3.237	1.348	3.237
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (3)	Chile	USD	Bullet	4,904	4,904	0	0	899	2.162	899	2.162
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,576	6,576	0	498	3.261	0	3.261	498
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (5)	Chile	USD	Bullet	6,990	6,990	0	31.910	0	0	0	31.910
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (6)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	0	52.847	2.329	0	2.329	52.847
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco BCI (7)	Chile	USD	Bullet	7,300	7,300	0	0	0	37.910	0	37.910
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco BCI (8)	Chile	USD	Bullet	6,350	6,350	0	0	51.076	52.230	51.076	52.230
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (9)	Chile	USD	Bullet	6,230	6,230	0	0	0	101.246	0	101.246
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (10)	EEUU	USD	Amortizable	7,153	7,153	0	6.601	41.933	18.418	41.933	25.019
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (10)	Alemania	USD	Amortizable	7,153	7,153	0	901	5.965	2.632	5.965	3.533
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Chile (11)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	1.409	0	0	470	1.409	470
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										3.760	92.757	107.911	218.663	111.671	311.420



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 por un total de USD 125 millones descrito en la nota 20.1.2, además de la primera cuota de capital pagadera en junio de 2025 por un monto USD 1,1 millones.
- (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
- (5) Créditos de corto plazo por un total de USD 30 millones con Banco Santander prepagado el 23 de enero de 2024. Se encontraba documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago.
- (6) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado que devengaba interés a tasa fija y que vencía el 31 de enero de 2024. El 12 de enero de 2024, el préstamo fue renovado y extendido por un plazo de dos años con nueva fecha de vencimiento el 12 de enero de 2026, según se explica en el número (6) de la nota 20.1.2.
- (7) Crédito verde por USD 35 millones con BCI. Devengaba interés a tasa fija con vencimiento el 16 de mayo de 2024, encontrándose documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago, sin costo para la compañía. Este préstamo fue prepagado el 18 de abril de 2024.
- (8) Crédito verde por US\$50 millones con BCI con vencimiento original el 12 de noviembre de 2024. El 31 de mayo de 2024, este crédito fue extendido hasta el 30 de mayo de 2025, con una nueva tasa de interés. Este crédito se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago.
- (9) Crédito con Scotiabank por un total de USD 100 millones con vencimiento el 21 de octubre de 2024 y fue prepagado en su totalidad el 26 de septiembre de 2024. Este financiamiento se encontraba 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 era en dólares con una tasa de interés fija.
- (10) Incluye intereses devengados y la segunda y tercera cuota de capital de los financiamientos con International Finance Corporation (IFC) y Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) por un total de USD 378,9 millones descritos en la nota 20.1.2.
- (11) Corresponde a los intereses devengados sobre el crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (5) en la nota 20.1.2 por corresponder a una deuda de largo plazo.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 %	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	7,191	7,191	6.607	3.276	33.182	12.829	32.909	57.334	72.698	73.439
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	7,191	7,191	3.214	1594	16.142	6.244	16.009	27.896	35.365	35.734
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	14.921	14.891	14.921	14.891
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,904	4,904	0	0	148.709	148.367	0	0	148.709	148.367
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,904	4,904	0	0	99.140	98.912	0	0	99.140	98.912
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (3)	Chile	USD	Bullet	6,576	6,576	0	0	170.000	170.000	0	0	170.000	170.000
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (4)	EEUU	USD	Amortizable	7,153	7,153	72.716	72.221	72.716	72.716	145.117	182074	290.549	327.011
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (4)	Alemania	USD	Amortizable	7,153	7,153	10.391	10.320	10.391	10391	20.723	26004	41.505	46.715
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Chile (5)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	50.000	50.000	0	0	0	0	50.000	50.000
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (6)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	50.000	0	0	0	0	0	50.000	0
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										192.928	137.411	550.280	519.459	229.679	308.199	972.887	965.069



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses (continuación)

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

- (1) El 27 de agosto de 2021, la Sociedad giró en su totalidad el préstamo de USD 125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de USD 74 millones, USD 36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) y USD 15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). Los dos primeros tramos, por un total de USD 110 millones, se encuentran a tasa variable y son pagaderos en 16 cuotas por montos distintos comenzando el 15 de junio de 2025 y terminando el 15 de diciembre de 2032. El préstamo de USD 15 millones del CTF devenga una tasa fija de 1% anual y es pagadero en una sola cuota el 15 de diciembre de 2032. El propósito del préstamo es el de financiar la construcción, la operación y el mantenimiento del parque eólico Calama. El financiamiento contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) gracias al cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF. La tasa base de la porción del préstamo que se encuentra a tasa variable cambió de LIBOR 6 meses a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. 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 notional equivalente al 50% del capital del préstamo a tasa variable. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 4,15% anual sobre un monto notional de US\$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 notional 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 notional 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 a partir del 15 de marzo de 2023, fecha de inicio de la vigencia del derivado. Durante el año 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 cada uno. Los bancos incluyen Banco Santander, Rabobank, Banco Estado, Société Générale, e Intesa San Paolo.
- (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 USD350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KFW, alcanza un monto comprometido total de USD400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye millones provistos por IFC, USD114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$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 US\$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 70% 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 contempla 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.1 Préstamos que Devengan Intereses (continuación)

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

- (5) Préstamo de USD 50 millones con Banco de Chile. Su vencimiento original era 15 de noviembre de 2023. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 16 de noviembre de 2026. 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) Préstamo de USD 50 millones con Banco Estado. Su vencimiento original era 31 de enero de 2024. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 12 de enero de 2026. 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	0	6.606	135.678	0	135.678	6.606
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	0	7.178	2.928	0	2.928	7.178
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	14.432	0	0	0	14.432	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,427	5,427	0	0	136	0	136	0
Obligaciones con el Público, Total										14.432	13.784	138.742	0	153.174	13.784

- (1) Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de America (U.S. Securities Act of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxembourg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 4,500% anual. Los intereses se pagan semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortiza en una sola cuota el día 29 de enero de 2025. El 16 de abril de 2024, el capital de este bono se redujo a USD 135.529.000 en virtud de la oferta de recompra voluntaria por todos y cada uno de los bonos ("Any and All Tender Offer") lanzada por la Compañía el 8 de abril de 2024, a la que concurrió un 61,28% de los tenedores de bonos, según se explica en el punto (3) de la nota 20.2.2 a continuación.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD		
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	138.678	0	347.290	0	0	0	0	347.290	
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	593.500	0	0	0	0	493.547	492.734	493.547	492.734
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (3)	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	834.688	0	0	0	0	488.345	0	488.345	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas (4)	Suiza	USD	Bullet	5,427	5,427	286.208	0	0	224.945	0	0	0	224.945	0
Obligaciones con el Público, Total											0	347.290	224.945	0	981.892	492.734	1.206.837	840.024

- Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (*Rule 144-A*) y la Regulación "S" (*Regulation S*) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de America (*U.S. Securities Act of 1933*). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (*Official List of the Luxembourg Stock Exchange*) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 4,500% anual. Los intereses se pagan semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortiza en una sola cuota el día 29 de enero de 2025. El 16 de abril de 2024, el capital de este bono se redujo a USD 135.529.000 en virtud de la oferta de recompra voluntaria por todos y cada uno de los bonos ("*Any and All Tender Offer*") lanzada por la Compañía el 8 de abril de 2024, a la que concurrió un 61,28% de los tenedores de bonos, según se explica en el punto (3) a continuación.
- Con fecha 23 de enero de 2020, EECL emitió bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 500.000.000. 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 monto total de primas pagadas por dichos rescates anticipados alcanzó la suma de USD 13.618.079,36 que fue cargada en su totalidad a los resultados del ejercicio 2020. El nuevo bono de USD 500.000.000 contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 28 de julio de 2020 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 28 de enero de 2030.
- 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 fueron rescatados 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 serán destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (*Green Financing Framework*).



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS (continuación)

20.2 Obligaciones con el Público (continuación)

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

(4) 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 anual de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, 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%.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2024

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	30-09-2024 kUSD	30-09-2024 kUSD	30-09-2024 kUSD	30-09-2024 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	138.678	138.678	0	0	0	138.678
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	593.500	17.000	34.000	34.000	508.500	593.500
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	834.688	31.875	63.750	63.750	675.313	834.688
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,427	5,427	286.208	12.218	24.436	249.554	0	286.208
Total										1.566.866	187.553	97.750	97.750	1.183.813	1.566.866

Año 2023

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2023 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,098	5,625	373.625	15.750	357.875	0	0	373.625
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	610.500	17.000	34.000	34.000	525.500	610.500
Total										984.125	32.750	391.875	34.000	525.500	984.125



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Cobertura Tipo de cambio	30-09-2024				31-12-2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente kUSD	No corriente kUSD						
Cobertura flujos de caja	14.363	27.436	7.726	29.176	12.391	5.682	6.500	8.437
Total	14.363	27.436	7.726	29176	12.391	5.682	6.500	8.437

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
			30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Costos en pesos (CLP)	11.000	120.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	607	1.292	Flujos de caja
Swap	Tipo de cambio	Tasas de Interés	639.000	584.000	Flujos de caja
Cross/currency swap	Tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (CHF/USD)	225.118	0	Flujos de caja
Swap	Precio Commodity	Contratos de energía	0	198.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	30-09-2024	30-09-2024	31-12-2023	31-12-2023
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	28	28	32	32
Saldos en Bancos	23.439	23.439	12.783	12.783
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	329.482	329.482	288.512	288.512
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	611.415	611.415	568.755	568.755
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3.267	3.267	7.407	7.407
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	2.481.471	1.348.295	2.145.234	772.083
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	250.447	250.447	294.249	294.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	59.344	59.344	65.457	65.457

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	30-09-2024	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	43.165	43.165	0	0
Total	43.165	43.165	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	36.902	0	36.902	0
Total	36.902	0	36.902	0
Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable				
	31-12-2023	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	18.073	18.073	0	0
Total	18.073	18.073	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	14.937	0	14.937	0
Total	14.937	0	14.937	0



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 justo del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor justo 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 justos atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura, para cumplir con la norma especificada en IFRS 9. 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 periodo de medición.

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	30-09-2024		31-12-2023	
	Corriente kUSD	No Corriente kUSD	Corriente kUSD	No Corriente kUSD
NIIF 16 - Arrendamientos	4.374	97.081	5.387	101.220
Total	4.374	97.081	5.387	101.220



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	13	52	49	24	62	76
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	44	115	186	181	230	296
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	32	82	132	129	164	211
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	219	28	0	64	219	92
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	173	174	507	503	680	677
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	93	93	273	269	366	362
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	89	229	307	302	396	531
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	12	21	29	29	41	50
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	70	9	0	22	70	31
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	10	27	61	61	71	88
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	9	25	84	83	93	108
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	2	6	22	22	24	28
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	141	140	0	424	141	564
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	472	793	751	798	1.223	1.591
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	84	182	176	266	260
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	9	0	26	9	35
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	34	85	38	0	72	85
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	0	10	0	7	0	17
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	3	130	235	118	238	248
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	9	0	28	9	37
Pasivos por Arrendamientos, Total								1.518	2.121	2.856	3.266	4.374	5.387



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	Pais	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	104	156	175	116	879	952	1.158	1.224
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	393	586	646	429	5.853	6.157	6.892	7.172
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	280	418	462	306	4.178	4.395	4.920	5.119
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	133	207	220	151	4.061	4.114	4.414	4.472
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	1.395	2.106	1.338	1.175	0	0	2.733	3.281
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	777	1.164	747	655	0	0	1.524	1.819
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	641	961	1.035	689	16.365	16.940	18.041	18.590
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	61	93	103	67	644	688	808	848
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	45	70	77	54	795	806	917	930
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	126	190	205	136	1.783	1.877	2.114	2.203
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	175	263	280	187	1.642	1.761	2.097	2.211
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	46	69	74	49	392	423	512	541
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.569	2.348	2.533	1.686	42.703	44.146	46.805	48.180
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	512	761	849	560	879	1.101	2.240	2.422
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	82	123	142	93	578	636	802	852
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	494	741	610	525	0	90	1.104	1.356
Pasivos por Arrendamientos, Total								6.833	10.256	9.496	6.878	80.752	84.086	97.081	101.220



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Esta nota no pretende ser una discusión exhaustiva de los riesgos que enfrenta nuestra compañía. Dicha discusión se encuentra en la sección de Gestión de Riesgos en la Memoria Integrada 2023 disponible en nuestra página web.

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. La gestión de riesgos de nuestra compañía se sostiene en la metodología de ERM (*Enterprise Risk Management*) del Grupo ENGIE, que es compatible y está alineada con los estándares ISO 31.000: 2018 (*International Standard Organization*). Cuando esta metodología es aplicada a la gestión de proyectos se denomina PRM o *Project Risk Management*, que son los principios del ERM aplicados a la dinámica requerida para la gestión de proyectos -por ejemplo eólicos, fotovoltaicos y BESS-. Adicionalmente, el grupo ENGIE define un marco de trabajo de riesgos operacionales corporativos denominado programa INCOME, operado por el área de Control Interno, que aborda la gestión de riesgos operacionales de las áreas de proyectos, ventas, abastecimiento, gestión de *commodities*, finanzas, recursos humanos, TI, seguridad industrial, contabilidad y gestión tributaria, legal, ambiental, seguridad y salud ocupacional. De esta forma, el marco de gestión de riesgos de ENGIE queda organizado en torno a 3 líneas de defensa: en primera instancia los managers y equipos operacionales, en segunda instancia la coordinación global del sistema de control interno mediante las metodologías ERM/PRM y el programa INCOME, y en tercer instancia por las auditorías internas y externas. Cada año, a través del proceso delineado por ERM, el mapa de riesgos es revisado, monitoreado y actualizado. Este proceso es reportado al Directorio tres veces al año.

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

Factores de Riesgo

23.1 Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “*commodities*” y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, operaciones de leasing financiero, depósitos a plazo e instrumentos financieros derivados.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.1.1 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 justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio. 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 ha visto incrementado significativamente con la promulgación de las leyes de Estabilización de Tarifas Eléctricas a partir de noviembre de 2019, y las disposiciones técnicas de implementación establecidas en resoluciones exentas de la Comisión Nacional de Energía. Estas leyes y disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio y los precios de combustibles entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Una vez publicados los siguientes decretos de precio de nudo, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar, el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar y el 12 de mayo de 2023 para el sexto grupo. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR pudieron reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y lograron recuperar liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021, 2022 y 2023. En 2021, este costo financiero ascendió a USD 51 millones, en 2022 llegó a los USD 15,4 millones y en 2023 alcanzó USD 12,6 millones. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a USD 79,1 millones. El 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, así como el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, tuvieron lugar las siete ventas de documentos de pago emitidos bajo el programa PEC-2, asociado a la Ley MPC, que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de USD 290,7 millones incluyendo intereses.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio (continuación)

Según se explica en la Nota 9, el 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation ("BID Invest") en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a BID Invest documentos de pago ("DDP") que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677 ("PEC 3") y resoluciones exentas asociadas. En esa misma fecha, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión es el de financiar parte de la compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. BID Invest comprará los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A, financiado directamente por BID Invest por aproximadamente USD 161 millones, y un tramo B por aproximadamente USD 1,440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S. Estos recursos se usaron el día 24 de octubre de 2024 para realizar la primera compra documentos de pago bajo el programa PEC-3 a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de USD 1.555 millones. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, asciende a USD 356 millones, con los que se reducirá el monto de la cuenta por cobrar a largo plazo indicada en la Nota 9 y reduciendo significativamente la exposición de este activo a las fluctuaciones del tipo de cambio.

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 2024, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares "forward" con bancos por un monto nocional total de USD 39 millones con vencimientos mensuales entre octubre y diciembre de 2024 y de USD 72 millones con vencimientos mensuales de USD 6 millones entre enero y diciembre de 2025, con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los resultados financieros de la empresa. Por otra parte, la empresa ha firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los 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 los respectivos períodos de construcción de los proyectos. 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. Actualmente, existen contratos de venta de dólares forward por un monto nocional total de USD 2,6 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas del proyecto Lomas de Taltal. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile y cubren flujos de pago periódicos hasta abril de 2025. Además, existen derivados de venta de dólares forward con los bancos de Chile y BCI por un monto nocional de USD 16 millones para el proyecto de reconversión a gas de la central Infraestructura Energética Mejillones, y contratos por un valor nominal de USD 4,2 millones con el banco Santander para cubrir el riesgo de flujos de pago en unidades de fomento para el proyecto de condensadores síncronos en la Unidad 15 de Tocopilla.

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 2024, un 96,2% 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio (continuación)

La sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza puramente 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 IFRS16. 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 2024, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 101,5 millones.

23.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo 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 notional 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 2024, un 86,34% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 13,66% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$55 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$151,6 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Tasa de Interés	30-09-2024	31-12-2023
Tasa de interés fija	86,34%	83,84%
Tasa de interés variable	13,66%	16,16%
Total	100,00%	100,00%

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.3 Riesgo de Precio 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, 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. Este riesgo se materializó a inicios de 2023 debido que el principal proveedor de gas natural licuado no confirmó la provisión de suministro para el año 2023 bajo uno de los contratos a largo plazo por un volumen total cercano a 13,2 TBtu, exponiendo a la compañía a buscar fuentes alternativas de suministro de combustible y a iniciar acciones legales.

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos *commodities*, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado 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 realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. 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. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas de ciertos contratos a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, con lo que ha aumentado temporalmente su exposición al riesgo de precios de *commodities* hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar todos los contratos de suministro indexados a la inflación. La empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles de acuerdo a su estrategia de cobertura del riesgo residual.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.3 Riesgo de Precio de Combustibles (continuación)

Entre 2021 y el primer semestre de 2023 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, los años hidrológicos 2021 y 2022 fueron extremadamente secos, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el mes de junio de 2023, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, así como dificultades en los fletes, lo que se tradujo en alzas de precios a niveles muy altos. Posteriormente, a causa de la guerra entre Rusia y Ucrania los precios del gas y del carbón llegaron a niveles nunca vistos. Por consiguiente, hasta el primer semestre de 2023, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. Cabe mencionar que los costos marginales también se han visto afectados por otros factores tales como desacoples, congestión en los sistemas de transmisión, e indisponibilidad de centrales de generación. La Compañía mitiga parcialmente 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 (2,64 TWh comprados bajo contratos en los primeros nueve meses de 2024, que representa un 80% de los 3,3 TWh comprados bajo contratos en todo el año 2023) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo y compras 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. Posibles incumplimientos de términos contractuales por parte de nuestros proveedores en el suministro de gas natural licuado o carbón también exponen a la Compañía a sustituir su generación de energía con combustibles alternativos o bien con mayores compras de energía en el mercado spot, aumentando su exposición a las variables que determinan los costos marginales del sistema.

23.4 Riesgo de Crédito

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

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, 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.4 Riesgo de Crédito (continuación)

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque se ha 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. Si bien la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 no ha afectado significativamente nuestros ingresos, según se reconocen en el estado de resultados, sí ha impactado negativamente nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. Entre el 8 de febrero de 2021 y el 12 de mayo de 2023, la compañía concretó 6 operaciones de venta de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, enero de 2021, julio de 2021, enero de 2022 y julio de 2022 por un valor total nominal de USD 272,9 millones, recibiendo recursos líquidos por USD 193,8 millones y reportando un costo financiero total de USD 79,1 millones. Con la promulgación de la Ley MPC, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Con la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería emitió Documentos de Pago que la Compañía vendió bajo un mecanismo similar al implementado para la ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. El diferimiento en la recaudación producto del retraso en la publicación de decretos ha afectado significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía. Siete ventas de Documentos de Pago bajo el programa PEC-2 se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, y el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de USD 290,7 millones incluyendo intereses. Con la aprobación de la ley PEC-3 y los mecanismos de monetización correspondientes, se espera dar término a la estabilización de precios de electricidad a clientes regulados.

En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar 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 firmó 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 y la compañía dejó de comercializar activamente este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la compañía. Esta determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados 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 IFRS 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, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.4 Riesgo de Crédito (continuación)

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.

23.5 Activos Financieros y Derivados

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 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.

23.6 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 liquidez de la Compañía se ha visto afectada por la ley de precio estabilizado al cliente regulado ya que esta ley limita la recaudación completa estipulada en los contratos de suministro con compañías distribuidoras, acumulándose saldos que se estiman en aproximadamente USD 421,5 millones al 30 de septiembre de 2024.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.6 Riesgo de Liquidez (continuación)

Al 30 de septiembre de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por USD 352,9 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los USD 2.434,6 millones, incluyendo USD 228,7 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, la compañía recibió los fondos de una colocación de bonos bajo la regla 144-A/RegS por USD 500 millones con los que pagó anticipadamente USD 214,5 millones del bono de USD 350 millones con vencimiento en enero de 2025 además de un crédito de corto plazo por USD 35 millones. El 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 (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". 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 en dólares de USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Los fondos provenientes de ambos bonos se destinarán al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Luego de estas colocaciones de bonos y del prepago de deudas, la compañía quedó con recursos en efectivo para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos. Asimismo, entre enero y septiembre de 2024, la empresa monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o "PEC-2"), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor de USD 58,8 millones incluyendo intereses, con lo cual concluyó la monetización de documentos de pago bajo PEC-2. El 24 de octubre de 2024, con posterioridad al cierre de estos estados financieros, la compañía recibió USD 356 millones por la primera venta de documentos de pago bajo el programa PEC-3. Los recursos recibidos por estos programas de monetización están ayudando a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) financiar las inversiones requeridas para la transición energética y (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda. La Compañía cuenta con clasificaciones de riesgo con grado de inversión y acceso abierto a los mercados financieros.

Las acciones de pago, renovación, y toma de deudas se encuentran detalladas en la Nota 20 de estos estados financieros así como en el Análisis Razonado de los Estados Financieros.

23.7 Seguros

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, terceros, directores y ejecutivos, personal y negocios.

Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de Todo Riesgo Operación para EECL y afiliadas. Esta póliza cubre nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones, así como el costo de la interrupción del negocio. La póliza incluye cobertura para los riesgos de avería de maquinaria, incendio, explosiones y riesgos de la naturaleza.

Además, nuestra empresa y sus filiales cuentan con cobertura para sus actividades de transporte bajo una póliza de seguro de carga con límites que varían según el tipo de mercancías transportadas y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarca la protección e indemnización de riesgos y daños al buque. Adicionalmente, tenemos una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador, falla de suministro y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico. Directores y ejecutivos son asegurados bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Administradores (D&O).

La Compañía también contrató otros programas de seguros, tales como seguros de vida y pólizas para vehículos, edificios y contenidos, equipos contratistas y responsabilidad civil contratista.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS (continuación)

23.7 Seguros (continuación)

Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil Empleador y Transporte incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

23.8 Clasificación de Riesgo

Al 30 de septiembre de 2024, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

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

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

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, en abril de 2024, Standard and Poor's ratificó la clasificación de riesgo de ENGIE Energía Chile en BBB con perspectiva Estable. Por su parte, Fitch Ratings ratificó la calificación de BBB con perspectiva Estable en marzo de 2024. 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 Estable en marzo de 2024, en tanto Feller Rate ratificó la clasificación en AA- con perspectiva Estable en diciembre de 2023. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	19.197	60.331
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	157.835	176.695
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	73.415	57.223
Total	250.447	294.249

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



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						30-09-2024 kUSD	Periodo promedio de pago (días)
	Hasta 30 días kUSD	31-60 días kUSD	61-90 días kUSD	91-120 días kUSD	121-365 días kUSD	366 y más kUSD		
Productos	95.245	0	0	0	0	0	95.245	30
Servicios	155.188	0	0	0	0	0	155.188	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total	250.433	0	0	0	0	0	250.433	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						30-09-2024 kUSD
	Hasta 30 días kUSD	31-60 días kUSD	61-90 días kUSD	91-120 días kUSD	121-365 días kUSD	366 y más kUSD	
Productos	0	0	0	0	0	0	0
Servicios	1	0	0	3	1	9	14
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	1	0	0	3	1	9	14

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2023 kUSD	Periodo promedio de pago (días)
	Hasta 30 días kUSD	31-60 días kUSD	61-90 días kUSD	91-120 días kUSD	121-365 días kUSD	366 y más kUSD		
Productos	95.385	55.242	0	0	0	0	150.627	30
Servicios	143.590	0	0	0	0	0	143.590	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total	238.975	55.242	0	0	0	0	294.217	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2023 kUSD
	Hasta 30 días kUSD	31-60 días kUSD	61-90 días kUSD	91-120 días kUSD	121-365 días kUSD	366 y más kUSD	
Productos	0	0	0	0	5	0	5
Servicios	22	4	1	0	0	0	27
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	22	4	1	0	5	0	32

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 aun para su pago, entre otros”.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Provisión de Vacaciones	10.801	8.271
Provisión Bonificación Anual	12.905	12.013
Descuentos Previsionales y de Salud	1.011	960
Retención Impuestos	567	626
Otras Remuneraciones	5.631	10.041
Total	30.915	31.911

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
IVA débito fiscal	1.233	3.125
Impuestos de retención	898	937
Ingresos anticipados (1)	5.866	10.374
Total	7.997	14.436

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

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 60 días promedio.

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

Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Ingresos garantías	81	81
Total	81	81



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	0	152
Movimiento	0	(152)
Subtotal	0	0
(1) Ver Nota 40.5 b)		
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	166.524	157.675
Movimiento (2)	5.015	8.849
Subtotal	171.539	166.524
Otros		
Saldo Inicial	4.000	4.000
Movimiento	0	0
Subtotal	4.000	4.000
Total	175.539	170.524

(2) 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 y San Pedro II, las evaluaciones fueron actualizadas al cierre del 2023.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Indemnización por Años de Servicio	106	43
Total	106	43

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	kUSD
Saldo Inicial	43	46
Reverso provisión	0	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	63	(3)
Total	106	43

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	30-09-2024	31-12-2023	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
	kUSD	kUSD	
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	30-09-2024	31-12-2023
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



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024.

Otras Reservas del Patrimonio	30-09-2024	31-12-2023
	kUSD	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	14.380	14.240
Total	389.335	389.195

(1) Incremento en capital a valor justo 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 como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Ingresos Ordinarios

Definición (ver nota 3.13)

Ingresos Ordinarios	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Ventas de energía y potencia	1.243.358	1.553.546	406.375	469.513
Venta y transporte de gas	27.494	67.966	13.428	12.695
Venta de Combustible	0	46	(23)	2
Venta de peajes (1)	83.780	82.055	25.158	26.123
Arriendo instalaciones	862	966	212	291
Servicios Portuarios (2)	2.816	5.452	703	1.687
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	0	1.340	0	0
Recupero Siniestro Unidad CTA Mejillones	17.813	0	0	0
Otras ventas - ingresos	4.965	4.544	1.700	1.645
Total	1.381.088	1.715.915	447.553	511.956

(1) Corresponden a los ingresos que tiene derecho el propietario de líneas y subestaciones eléctricas de acuerdo al artículo 114° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/Ley 20.018).

(2) Son aquellos servicios que se le prestan a la Nave mientras permanece amarrada a nuestro muelle durante la descarga, y que son Amarra/Desamarra; Muellaje, Uso del Muelle y Vigilancia y Cobro por Concepto de Security Fee, estos dos últimos están muy ligados al Código ISPS.

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	Enero-Septiembre				Julio-Septiembre			
	2024		2023		2024		2023	
	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%	kUSD	%
Regulados (Centro Sur SEN)	476.850	34,53%	483.176	28,16%	148.241	33,12%	136.135	26,59%
Grupo CODELCO	258.059	18,69%	331.608	19,33%	82.665	18,47%	107.849	21,07%
Regulados EMEL	118.458	8,58%	179.992	10,49%	40.532	9,06%	50.285	9,82%
Grupo AMSA (1)	130.431	9,44%	128.233	7,47%	45.929	10,26%	43.729	8,54%
Grupo GLENCCORE	82.153	5,95%	84.854	4,95%	26.380	5,89%	29.771	5,82%
El Abra	68.674	4,97%	65.566	3,82%	23.727	5,30%	21.012	4,10%
Otros clientes	246.463	17,84%	442.486	25,78%	80.079	17,90%	123.175	24,06%
Total Ventas	1.381.088	100,00%	1.715.915	100,00%	447.553	100,00%	511.956	100,00%

(1) Bajo Grupo AMSA se incluyen transacciones comerciales con las compañías operadas por este grupo: Minera Michilla SpA, Minera Centinela y Minera Antucoya.

Ingresos Ordinarios

Ingresos Ordinarios	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Ventas de energía y potencia	1.243.358	1.553.546	406.375	469.513
Otros ingresos	137.730	162.369	41.178	42.443
Total Ventas	1.381.088	1.715.915	447.553	511.956



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA

Costos de Venta

Costos de Venta	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	236.585	492.177	71.848	120.714
Costos de energía y potencia	493.773	632.857	162.898	189.229
Sueldos y salarios	30.018	18.827	10.104	6.566
Beneficios anuales	9.672	7.944	5.818	2.321
Otros beneficios del personal	4.643	6.296	1.799	2.040
Obligaciones post empleo	11	11	0	0
Costo Venta Combustibles	21.610	65.330	8.275	13.946
Transporte de Gas	0	0	0	(10)
Servicio Muelle	8.432	8.193	3.279	2.492
Servicios de Mantenición y Reparación	21.365	27.304	8.554	10.102
Servicios de Terceros	18.500	29.579	6.526	9.710
Asesorías y Honorarios	1.538	1.520	408	814
Operación y Mantenimiento Gasoductos	381	461	216	120
Costo Peaje	43.454	55.255	15.651	10.667
Depreciación propiedad, planta y equipo	98.327	117.177	33.187	39.250
Amortización activos derecho de uso	1.628	1.632	538	551
Depreciación repuestos	690	1.608	208	305
Amortización Intangibles	6.115	12.220	2.040	4.073
Contribuciones y patentes	4.044	4.602	1.347	1.684
Seguros	26.058	24.957	8.362	9.173
Otros egresos	16.837	12.086	7.254	4.778
Total	1.043.681	1.520.036	348.312	428.525

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	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Venta de agua	2.323	2.131	743	721
Recupero incobrables	798	338	459	192
Deudas Incobrables	(2.060)	344	(323)	2.334
Venta de propiedades, planta y equipo	1.606	0	106	0
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	0	4.360	0	0
Otros Ingresos	10.637	8.714	4.054	1.331
Total	13.304	15.887	5.039	4.578



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Sueldos y salarios	12.562	7.525	4.379	2.963
Beneficios anuales	4.465	3.234	2.422	1.000
Otros beneficios del personal	3.138	1.618	965	640
Obligaciones post empleo	14	14	0	0
Servicios de terceros y asesorías	10.439	13.907	3.342	4.602
Depreciación propiedad, planta y equipo	1.701	2.247	553	805
Amortización activos derecho de uso	953	1.574	318	345
Contribuciones y patentes	331	(992)	75	(1.271)
Seguros	28	25	4	1
Otros	5.128	4.760	1.513	1.706
Total	38.759	33.912	13.571	10.791

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal

Gastos del personal	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Sueldos y salarios	42.580	26.352	14.483	9.529
Beneficios anuales	14.137	11.178	8.240	3.321
Otros beneficios del personal	7.781	7.914	2.764	2.680
Obligaciones post empleo	25	25	0	0
Total	64.523	45.469	25.487	15.530

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)

Otros Gastos (Ingresos)	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Baja propiedades, planta y equipo, Planta Solar Capricornio (1)	0	7.718	0	0
Baja activos por derecho de uso (2)	0	3.160	0	(437)
Baja propiedades, planta y equipo	983	2.058	26	0
Otros Gastos (Ingresos)	0	0	(22)	0
Total	983	12.936	4	(437)

(1) Corresponde a la baja parcial del Proyecto Planta Solar Capricornio asociado al Sinistro en etapa de construcción, el valor recuperado se indica en las Notas 30 y 32.

(2) Con fecha 19 de Junio el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda" solicitada por la Sociedad en marzo y abril de 2023.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros

Ingresos Financieros	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intereses financieros	65.424	20.196	4.388	14.019
Total	65.424	20.196	4.388	14.019

Los ingresos financieros en el período enero-septiembre de 2024 incluyen un monto de USD 50.284 mil resultante de intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica producto de postergaciones en la fecha de publicación de los decretos tarifarios correspondientes, según lo reconocido en el decreto de precio de nudo promedio enero-2024. Estos intereses serán recibidos por la compañía en octubre de 2024 con la primera venta de documentos de pago del programa PEC-3. Asimismo, esta partida incluye USD 1.508 mil de intereses recibidos por la venta de documentos de pago bajo el programa PEC-2.

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros

Costos Financieros	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intereses financieros	96.824	96.511	35.591	29.487
Intereses financieros leasing	5.183	5.103	1.728	1.701
Total	102.007	101.614	37.319	31.188

Los gastos financieros se mantuvieron en niveles muy similares en los primeros nueve meses de 2024 en comparación al mismo periodo de 2023. Por una parte, los gastos financieros disminuyeron debido a que en mayo de 2023 se registraron gastos financieros de USD 12,6 millones producto del descuento al que se realizó la última venta de cuentas por cobrar asociadas al programa PEC-1. Por otra parte, en los primeros nueve meses de 2024 se registraron mayores saldos de deuda a tasas de interés promedio más altas, lo que fue compensado por un aumento de USD 13,4 millones en activación de intereses asociados a la inversión en proyectos de generación y transmisión. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía subió de 5,2% al 30 de septiembre de 2023 a 5,6% al 30 de septiembre de 2024.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024 y 2023.

Diferencias de Cambio	Monedas	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
		2024 kUSD	2023 kUSD	2024 kUSD	2023 kUSD
Activos					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(1.151)	(5.471)	1.471	(7.164)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	8.803	8.071	3.646	4.853
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	189	943	122	877
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(6.773)	(4.580)	2.955	(5.644)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	3	(6)	0	(15)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	(1)	0	(1)	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	(2)	0	0	0
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	36	(731)	99	(630)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(187)	1.312	(136)	1.310
Otros Activos No Financieros	CLP	(5.534)	(12.990)	11.775	(22.894)
Otros Activos No Financieros	EUR	54	34	122	(36)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	144	(91)	202	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	169	(120)	6	(303)
Otros Activos No Financieros, No Corriente	UF	1	(2)	10	(18)
Total Activos		(4.249)	(13.631)	20.271	(29.664)
Pasivos					
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	66	258	423	(178)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	248	1.834	(15.207)	24.546
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(66)	90	(472)	140
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(2)	(5)	(3)	6
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	142	0	14	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(68)	352	(503)	615
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	(23)	3	(25)	1
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	186	(401)	336	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(415)	0	(415)	165
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	14	0	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	(5)	0	(6)	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	3.046	866	(1.077)	2.760
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(58)	(232)	(13)	0
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	1.285	6.980	8.186	(2.402)
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	813	(60)	(1.261)	857
Otras Provisiones	Peso Argentino	0	78	0	0
Total Pasivos		5.163	9.763	(10.023)	26.510
Total Diferencias de Cambio		914	(3.868)	10.248	(3.154)



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	Enero-Septiembre		Julio-Septiembre	
	2024	2023	2024	2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	201.007	69.498	50.528	42.652
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	201.007	69.498	50.528	42.652
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 0,191	USD 0,066	USD 0,048	USD 0,040

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 30 de septiembre de 2024	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco de Chile por cuenta de State Street	23.705.890	2,25%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversion	23.568.021	2,24%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	22.980.299	2,18%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	22.095.091	2,10%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	16.977.434	1,61%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	15.781.241	1,50%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	15.667.654	1,49%
Larrain Vial Fondo Mutuo Acciones Nacionales	12.050.449	1,14%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	10.514.863	1,00%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	10.507.932	1,00%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	10.289.860	0,98%
Otros accionistas	237.246.823	22,52%
Total	1.053.309.776	100,00%



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	
		30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	80.769	197.286
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	49.851	36.197
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	11.768	9.538
Hidroeléctra San Andrés SpA	Boleta de Garantía	2.200	2.200
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	2.115	2.095
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.539	1.302
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Boleta de Garantía	980	980
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Boleta de Garantía	974	2.031
Transec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	443	352
Dirección Regional de Vialidad, Región Antofagasta y Tarapacá	Boleta de Garantía	423	529
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	Boleta de Garantía	310	310
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	266	264
Hidroeléctrica Roblería SpA	Boleta de Garantía	210	210
El Agrío Hidro SpA	Boleta de Garantía	200	200
Hidroeléctrica Palacios SpA	Boleta de Garantía	200	200
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	197	108
Transec S.A.	Boleta de Garantía	177	1.176
Transmisora Parinas S.A.	Boleta de Garantía	177	0
Los Padres Hidro SpA	Boleta de Garantía	160	160
Servicio Nacional de Aduanas	Boleta de Garantía	150	0
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	148	147
Enel Distribución Chile S.A.	Boleta de Garantía	133	132
Dirección de Vialidad de Valparaíso	Boleta de Garantía	119	0
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	49	37
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	24	35
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	22	33
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	19	29
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	19	28
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	9	14
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	5	7
Cooperación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	4	0
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Boleta de Garantía	3	0
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	Boleta de Garantía	3	0
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	2	3
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	0	2.000
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	0	405
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	0	88
ENAEX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	0	64
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	0	6
Total		155.168	259.666

No se cuenta con activos comprometidos.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	
		30-09-2024	31-12-2023
		kUSD	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	305.033	303.219
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	332.907	331.537
Total		653.940	650.756

40.3 Caucciones Obtenidas de Terceros

Nombre		30-09-2024	31-12-2023
		kUSD	kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	114.890	50.290
Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	63.710	63.710
Strabag	Garantía fiel cumplimiento contrato	15.756	15.616
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	15.475	7.007
Doosan Enerbility Co., Ltd	Garantía fiel cumplimiento contrato	9.629	0
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.542	4.542
On Time Sservices SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.657	0
Albemarle Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.495	1.546
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.986	1.696
GE Power Conversion IDT Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.939	0
Promet Servicios SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.802	2.839
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.500
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.437	1.471
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.351	981
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	974	1.058
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	921	942
Metka EGN Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	882	0
Global Energy Services Siemsa S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	800	4.275
Empresa Nacional de Telecomunicaciones S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	374	371
Servicios Industriales Limitada (Axinntus)	Garantía fiel cumplimiento contrato	366	366
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	341	312
Siemens Energy Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	8.737	10.685
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	257	0
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	245	250
Flesan Minería S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	230	228
Sungrow Power Supply SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	221	221
Ingeniería y Const.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	71	10.489
SK Engineering & Conctruction Co	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	21.334
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	11.065
Elecnor Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.674
Import. y Servicios Advanced Computing Tech. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	102
Varios	Cumplimiento de contratos en general	5.097	5.365
Sub total		260.685	219.935



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.3 Caucciones Obtenidas de Terceros (continuación)

Nombre		30-09-2024	31-12-2023
		kUSD	kUSD
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	251	249
Varios	Cumplimiento de contratos en general	27	26
Sub total		278	275
A favor de Central Termoeléctrica Andina SpA.			
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	719	735
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	183	182
Varios	Cumplimiento de contratos en general	187	168
Sub total		1.089	1.085
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	183	182
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	23
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	134	146
Sub total		340	351
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	7.601	382
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.550	225
Kalpataru Power Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	0
Hyosung Heavy industries corporation	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	3.040	1.573
El Sol de Vallenar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	755	705
Copiapó Solar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	3.639
Elecnor Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	279	0
HMV Chile	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	118	0
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.310	0
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	36	66
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	519	0
Servicios de Respaldo de Energia Teknica SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	448	0
Soc.de Ingenieria de la Energia Flow Energy	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Nortcontrol Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	65
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	145	293
Sub total		15.801	6.973
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	16	15
Sub total		16	15
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Ingeteam Power Technology S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	658	653
Pine SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	129	129
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	126	0
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	64	99
Asesoría Forestal Integral Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	44
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	82	57
Sub total		1.059	1.007
A favor de Solar Los Loros SpA			
Emerson Electric	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	97
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	14
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4	4
Sub total		29	115
A favor de Río Alto SpA			
Gamesa Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	10.012
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1	1
Sub total		1	10.013
Total		279.298	239.769



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.4 Restricciones

Al 30 de septiembre de 2024, la Compañía registraba un crédito de corto plazo de USD 50 millones con BCI, según se detalla en la Nota 20.1.1. Este préstamo devenga intereses a tasa fija, y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago. La porción corriente de deuda de largo plazo ascendía a USD 43,2 millones correspondientes a la segunda y tercera cuota de capital de los financiamientos de IFC y DEG, pagaderas en enero y julio de 2025, además de la primera cuota de capital del financiamiento de BID Invest pagadera en junio de 2025 por un valor de USD 1,1 millones.

Al 30 de septiembre de 2024, EECL registraba tres 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, otro por USD 500.000.000 emitido en abril de 2024 y un bono emitido en octubre de 2014 con un valor remanente de USD 135.529.000 luego de un rescate parcial anticipado realizado conforme a la oferta lanzada por la compañía el 8 de 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 vencen en enero de 2025, el que alcanzó USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. Los fondos restantes de la nueva emisión serán destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (Green Financing Framework). Además de estos tres bonos, 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, 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 destinarán, en todo o parte, 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 un equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Ni los bonos emitidos conforme a la regla 144-A ni los bonos emitidos en el mercado suizo consideran exigencias de tipo financiero, pero sí 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 Exchange Commission o ‘SEC’) en tanto los adquirentes 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.4 Restricciones (continuación)

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a USD 980,7 millones al 30 de septiembre de 2024 (USD 123,9 millones con BID Invest, USD 250 millones con Scotiabank, USD 170 millones de un crédito sindicado de Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo, USD 50 millones con Banco Estado, USD 50 millones con Banco de Chile y USD 294,7 millones correspondiente a la porción de largo plazo con IFC más USD 42,1 millones con DEG. Todos estos financiamientos se describen en los párrafos que siguen.

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 Compa a 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 compa a 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 notional inicial de USD 55 millones.

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 día 28 de julio de 2022 y el segundo por USD 100.000.000 el día 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 notional 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 compa a 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.

El 15 de diciembre de 2022, la compa a 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 compa a tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional 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.

El 20 de abril de 2023, la compa a renovó los dos créditos con Scotiabank descritos en los números (4) y (8) de la nota 20.1.1, fundiéndolos en un solo financiamiento por USD100 millones con vencimiento el 21 de octubre de 2024. Este crédito se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago.

El 22 de mayo de 2023, la compa a renovó un crédito de USD50 millones con BCI descrito en el número (17) de la nota 20.1.1, extendiendo su vencimiento al 12 de noviembre de 2024. El 31 de mayo de 2024, la compa a renegoció este préstamo, cambiando su tasa de interés y extendiendo su fecha de vencimiento al 30 de mayo de 2025. Este crédito se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, con opción de prepago y sin restricciones financieras ni operativas salvo el uso de los fondos que debe ser asignado a proyectos verdes.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.4 Restricciones (continuación)

El 15 de noviembre de 2023, la compañía renovó un crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (20) de la nota 20.1.1, extendiendo su vencimiento al 15 de noviembre de 2026. La documentación de este crédito comprende un pagaré simple en pesos chilenos más un contrato derivado con el mismo banco que hace que el préstamo sea pagadero a tasa fija en dólares. El pagaré registra la obligación de pago en la fecha convenida, tiene opción de prepago con costo de quiebre y no tiene otras restricciones financieras u operativas.

El 12 de enero de 2024, la compañía renovó un crédito por US\$50 millones que mantenía con Banco Estado, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de enero de 2026. La documentación de este crédito comprende un pagaré simple en pesos chilenos más un contrato derivado con el mismo banco que hace que el préstamo sea pagadero a tasa fija en dólares. El pagaré registra la obligación de pago en la fecha convenida, tiene opción de prepago con costo de quiebre y no tiene otras restricciones financieras u operativas.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía asumió la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de USD 79,4 millones, de los cuales USD 4,3 millones tenían vencimiento en el año 2023. El 15 de febrero de 2023, la compañía prepagó la totalidad de los montos adeudados, quedando libre de las garantías y restricciones que imponía este financiamiento.

La Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. (ENGIE Chile). Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de USD 400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la Compañía, ayudando a la Compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System - BESS). 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 día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de USD 200 millones bajo el financiamiento con IFC y DEG, y giró los restantes USD 200 millones el 19 de diciembre de 2023. Estos préstamos devengan intereses con base en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto notional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto notional inicial de USD 240 millones, quedó fija en 3,815% anual.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.4 Restricciones (continuación)

Tanto los préstamos de IFC/DEG, BID Invest como los créditos de largo plazo de Scotiabank y Banco Santander 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 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 ni gatillos de eventos de incumplimiento por cambios en la clasificación de riesgo. 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 notional inicial de USD 55 millones.

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 día 28 de julio de 2022 y el segundo por USD 100.000.000 el día 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 notional 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.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.4 Restricciones (continuación)

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 notional 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.

El 22 de mayo de 2023, la compañía renovó un crédito de USD50 millones con BCI descrito en el número (17) de la nota 20.1.1, extendiendo su vencimiento al 12 de noviembre de 2024. El 31 de mayo de 2024, la compañía renegoció este préstamo, cambiando su tasa de interés y extendiendo su fecha de vencimiento al 30 de mayo de 2025. Este crédito se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, con opción de prepago y sin restricciones financieras ni operativas salvo el uso de los fondos que debe ser asignado a proyectos verdes.

El 15 de noviembre de 2023, la compañía renovó un crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (20) de la nota 20.1.1, extendiendo su vencimiento al 15 de noviembre de 2026. La documentación de este crédito comprende un pagaré simple en pesos chilenos más un contrato derivado con el mismo banco que hace que el préstamo sea pagadero a tasa fija en dólares. El pagaré registra la obligación de pago en la fecha convenida, tiene opción de prepago con costo de quiebre y no tiene otras restricciones financieras u operativas.

El 12 de enero de 2024, la compañía renovó un crédito por US\$50 millones que mantenía con Banco Estado, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de enero de 2026. La documentación de este crédito comprende un pagaré simple en pesos chilenos más un contrato derivado con el mismo banco que hace que el préstamo sea pagadero a tasa fija en dólares. El pagaré registra la obligación de pago en la fecha convenida, tiene opción de prepago con costo de quiebre y no tiene otras restricciones financieras u operativas.

La Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. (ENGIE Chile). Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de USD 400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la Compañía, ayudando a la Compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System - BESS). 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 día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de USD 200 millones bajo el financiamiento con IFC y DEG, y giró los restantes USD 200 millones el 19 de diciembre de 2023. Estos préstamos devengan intereses con base en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto notional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto notional inicial de USD 240 millones, quedó fija en 3,815% anual.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.4 Restricciones (continuación)

Tanto los préstamos de IFC/DEG, BID Invest como los créditos de largo plazo de Scotiabank y Banco Santander 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 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 ni gatillos de eventos de incumplimiento por cambios en la clasificación de riesgo.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)**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 periodo 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 periodo 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 ascendiente 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.

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS (continuación)**40.5 Otras Contingencias (continuación)****b) Gasoducto Nor Andino Argentina S.A: Contingencia por Impuesto a las Ganancias**

En octubre de 2006 la AFIP dictó una determinación de oficio en la que impugnó la declaración jurada del impuesto a las ganancias, periodo 2002, de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. La impugnación se basó exclusivamente en la no vigencia del ajuste por inflación. La determinación fue apelada al Tribunal Fiscal de la Nación (“TFN”) con efecto suspensivo. En la causa se produjo una nueva pericia contable elaborada por un experto propuesto por la AFIP y otro por la Compañía. El experto propuesto por la Compañía sostuvo que de no aplicarse el ajuste por inflación el impuesto a las ganancias del período 2002 insumirá el 142,59% del resultado impositivo ajustado del ejercicio y el 460,15% del resultado contable ajustado. Por su parte, el experto propuesto por la AFIP sostuvo que dichos porcentajes son del 85,68% y del 93,64%, respectivamente. Asimismo, oportunamente se informó ante el TFN la sentencia dictada por la Corte Suprema (de noviembre de 2012) en la acción declarativa antes comentada.

En noviembre de 2013 el TFN dictó sentencia, hizo lugar a la apelación de la Compañía y revocó la determinación de oficio. El Tribunal sostuvo que tanto del fallo de la Corte Suprema dictado en la acción declarativa como de la pericia contable producida en la causa --incluso de atenerse a los porcentajes expuestos por el experto de la AFIP-- surge claramente que de no aplicarse el ajuste por inflación se verifica un supuesto de confiscatoriedad.

Ante la apelación de la AFIP ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, la sala V de dicho tribunal resolvió dejar sin efecto el fallo del TFN (notificado el 1° de febrero de 2016), entendiendo que no se verifica un supuesto de “cosa juzgada”(es decir que la sentencia dictada en la acción declarativa no pone fin a este juicio) y que le corresponde al Tribunal Fiscal pronunciarse sobre la manera en que la Compañía practicó el ajuste por inflación y la medida de su incidencia concreta en el impuesto resultante.

En consecuencia, sin expedirse sobre el fondo de la cuestión ordenó devolver el expediente al TFN para que dicte un nuevo pronunciamiento. Ante esta resolución de la Cámara, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. procedió a presentar un Recurso Extraordinario Federal para ante la Corte Suprema.

Con fecha 14 de abril de 2023, el TFN dictó sentencia favorable para Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. revocando la resolución de octubre de 2006 emitida por el ente fiscal que exigía el pago del impuesto a las ganancias correspondiente al período fiscal 2002.

La AFIP había apelado esta sentencia, pero recientemente presentaron un escrito desistiendo parcialmente de su apelación. Sin perjuicio de lo anterior, el Fisco se desiste de apelar el tema de fondo y sólo mantiene la apelación por las costas. En consecuencia, la revocación del reclamo del fisco quedó firme, por lo que ya no pueden cuestionar la aplicación del ajuste por inflación impositivo de ese período.

Actualmente solo se están discutiendo las costas del juicio.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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

40.5 Otras Contingencias (continuación)

c) Demanda ZOFRI:

En octubre de 2022, Zofri presentó una demanda ambiental y una demanda civil en contra de ENGIE Energía Chile S.A., por presuntos daños e incumplimientos ambientales en relación con un contrato de arrendamiento celebrado el 28 de noviembre de 1991 entre EDELNOR S.A. (que fue el antecesor legal de E-CL S.A.) y Zofri por el terreno donde se ubicaba la antigua Planta de Energía Diesel en Iquique.

El 12 de agosto de 2024, el Tribunal Ambiental emitió su decisión aceptando el reclamo 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 ante la Corte Suprema, con fecha 30 de agosto de 2024. Respecto de la ejecución del plan, con fecha 9 de octubre de 2024, el Tribunal Ambiental tuvo por cumplida una de las acciones ordenadas en la sentencia.

Se estima que un plan de desmantelamiento y limpieza equivaldría aproximadamente a US\$ 2 millones. Todavía está bajo evaluación cuánto podría costar el plan de remediación del sitio.

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. El procedimiento de recurso de casación se encuentra actualmente suspendido hasta la fecha de la sentencia definitiva del recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad (actualmente pendiente).

NOTA 41 – DOTACION

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, 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	Total
				Año 2024	Año 2023
Generación	195	371	2	568	559
Transmisión	62	63	0	125	121
Administración y Apoyo	282	92	0	374	326
Total	539	526	2	1.067	1.006



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 42 – SANCIONES

En el periodo 2024 y ejercicio 2023, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, emisiones a cuerpos de agua, monitoreo marino, monitoreos 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.

En Junio de 2006 las empresas del grupo EECL obtuvieron la certificación de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, otorgada por la empresa certificadora AENOR. A partir de esa fecha el Sistema de Gestión es auditado anualmente donde una casa certificadora externa verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto a los modelos normativos certificados. Adicionalmente EECL ha homologado todos los cambios que han presentado las normas en el último tiempo, incorporando entre otros los conceptos de ciclo de vida. En junio 2024, se realizó una nueva auditoría anual de mantenimiento del Sistema de Gestión con la casa Certificadora BUREAU VERITAS (BV), identificándose 2 no conformidades menores. El plan de acción correctivo fue aprobado por BV, manteniéndose la certificación de nuestro sistema de gestión. En el año 2023 se incorporaron nuevos establecimientos en el alcance de la certificación, siendo estos: Parque Solar Tamaya, Parque Solar Capricornio y Parque Solar Los Loros.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos y solares, encontrándose algunos en proceso de evaluación ambiental, otros aprobados ambientalmente o en etapa de construcción. En septiembre 2019 se informó a la autoridad ambiental el inicio de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto solar Tamaya. En diciembre 2021 se obtuvo la operación comercial del parque eólico Calama, en enero 2022 la operación comercial de la planta solar de Tamaya; en noviembre 2022 la operación comercial de la planta solar Capricornio y en marzo 2023 la operación comercial del parque solar Coya. Además, durante el 1er trimestre del 2023 se dio inicio a la integración medioambiental del parque Eólico San Pedro, definiendo un programa de trabajo para adecuar a los estándares ambientales de la organización.

Por otra parte, durante el año 2021 se informó la reconversión de las unidades térmicas CTA y CTH las cuales operaran con 100% biomasa y la unidad IEM la cual operará con 100% gas natural. Ambos proyectos de reconversión cuentan con resolución de calificación ambiental favorable.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019. El retiro efectivo de estas unidades se concretó con fecha 7 de junio 2019 y actualmente estas unidades han sido desmanteladas y se ha completado la disposición de los residuos. En junio 2022 se desconectó del SEN la unidad N°14 de Central Tocopilla y con fecha 30 de septiembre 2022 se desconectó la unidad N°15. Dentro del plan de transformación de ENGIE, durante este trimestre se logró obtener resoluciones favorables en los cuales el SEA de Antofagasta indicó, mediante respectivas resoluciones, que los proyectos Condensadores Síncronos de Tocopilla y Mejillones, y la continuidad operacional de la grúa de Tocopilla no requieren ingresar al SEIA. A fines del año 2023 se informó a la Comisión Nacional de Energía el retiro y desconexión de las unidades de generación térmica CTM1 y CTM2 planificada para el 31 de diciembre del 2025, situación aceptada por las autoridad mediante Oficio Ordinario 161/2024 de marzo de este año. En mayo 2024 se solicitó a la Comisión Nacional de Energía la desconexión de las unidades CTA y CTH para fines de diciembre 2025, situación que fue resuelta por la CNE, autorizando el retiro para mayo del 2026 con posibilidad de ser extendida por un año adicional en caso de requerirse por seguridad del sistema eléctrico.

La norma de emisiones de centrales termoeléctricas (DS 13/2011) que regula material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno se ha cumplido en el año 2023 en todas las unidades generadoras de Central Tocopilla y Central Mejillones, de acuerdo con los informes emitidos por la División de Fiscalización de la SMA. Las emisiones medidas durante el primer semestre del año 2024 ya han sido reportadas y cumplen los límites de emisión establecidos en la norma.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE (continuación)

Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Estos equipos cuentan con un programa de aseguramiento de calidad con verificaciones diarias, trimestrales y anuales. Los ensayos anuales son ejecutados por laboratorios autorizados y sus resultados permiten validar el CEMS por un periodo de un año más. Las validaciones anuales de los CEMS correspondientes al año 2024 ya han sido iniciadas y ejecutadas de acuerdo con el programa definido. Debido al bajo despacho de todas las unidades térmicas, el programa original de validación de los CEMS ha sido modificado y/o postergado, informando a las autoridades ambientales esta condición.

En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidad de respaldo) mantienen una restricción operativa para eximirse del cumplimiento de los límites de óxidos de nitrógeno.

En relación al pago de impuestos verdes (Ley 20.780) todas las unidades generadoras afectas cuentan con resolución de la SMA que aprueban los métodos de cuantificación de emisiones para el pago de impuestos, identificándose métodos de medición directa (CEMS) y métodos indirectos (estimaciones) donde no existen CEMS certificados por la SMA. Las emisiones del año 2023 ya han sido informadas, validadas y se pagó USD 7.700.547, presentando una disminución del 66% en el pago de impuesto respecto de las emisiones del año 2022. Esto obedece a una menor generación de energía en base a unidades térmicas.

Durante el año 2023 se han efectuado 9 fiscalizaciones: 6 de la Superintendencia del Medio Ambiente, 2 de SEREMI de Salud y 1 del Tribunal Ambiental, no identificándose desviaciones en materia ambiental. Solo en 2 fiscalizaciones sanitarias en Central Tocopilla se inició un proceso de sumario sanitario, presentándose informes de descargos y determinándose multas por un valor total de 35 UTM. En el periodo enero a septiembre del 2024 se han efectuado 8 requerimientos de información y 2 inspección ambiental por parte de la SMA, enviando la información requerida dentro de los plazos y no existiendo observaciones a la fecha. Uno de estos requerimientos de información, significó la aplicación de Medidas Urgentes y Transitorias por parte de la SMA al proyecto Subestación Eléctrica Roncacho. A la fecha se han ejecutado todas las acciones requeridas por la autoridad, solicitándose el levantamiento de esta medida.

Durante el año 2023 y hasta el tercer trimestre del año 2024 no se reportaron incidentes medioambientales a las autoridades en los sitios operacionales de ENGIE.

La demanda ambiental presentada por un grupo de vecinos del Camping Aguas Verdes en febrero del año 2020, por el florecimiento algal registrado en meses de verano en el reservorio del río Laja, fue resuelta por el Tercer Tribunal Ambiental, sentenciando a la filial Eólica Monte Redondo SpA (EMR) a presentar un plan de reparación ambiental. El plan fue presentado dentro del plazo establecido (9 de julio 2024), siendo observado por la autoridad. Posteriormente, se presentó una nueva versión de este documento - Plan de Remediación Refundido, que incorpora las observaciones de la autoridad, siendo aprobado durante septiembre 2024. El plan actualmente está en desarrollo.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE (continuación)

El 27 de octubre 2022 fuimos notificado de una demanda por reparación ambiental de la instalación donde operó la central Diesel Iquique ante el Primer Tribunal Ambiental bajo el Rol D-17-2022. La demanda obedece a la afectación a las componentes suelo y agua producto de la operación de la instalación. Actualmente, se desarrollan los estudios para establecer el estado de la instalación y medidas de limpieza requeridas. En marzo 2023 se realizó la etapa de pruebas y alegatos de ambas partes, con declaraciones de testigos expertos, quedando en revisión por parte del Tribunal Ambiental las siguientes diligencias. Durante el 2do trimestre se finalizó el retiro de residuos sólidos y se han monitoreado las aguas en 3 oportunidades, determinándose que estas no presentan presencia de hidrocarburos. Toda esta información se puso en conocimiento del tribunal ambiental. En agosto 2024, el Primer Tribunal Ambiental sentenció a ENGIE como responsable de daño ambiental, obligándonos a repararlo y presentar un programa de limpieza, desmantelamiento y disposición de todos los residuos; y un plan de remediación para las componentes suelo y agua subterránea. Se presentó y fue aprobado por el Tribunal Ambiental el plan de limpieza para el sector de los estanques de almacenamiento de combustibles. Actualmente, está en desarrollo una licitación para desarrollar, evaluar ambientalmente e implementar el plan de remediación ambiental.

Durante el año 2023 se presentaron 2 solicitudes de revisión de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos: “Central Termoeléctrica Mejillones Unidad 2” y “Central Térmica Andino”, de conformidad al artículo 25 quinquies de la Ley 19.300. A la fecha ambas solicitudes fueron admitidas por el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta. Para ambos proyectos fueron presentados al Servicio de Evaluación Ambiental de Antofagasta, informes con los antecedentes técnicos en el cual se da cuenta que las variables ambientales monitoreadas están dentro de los rangos basales y además se presentaron los proyectos objeto de revisión a la comunidad de Mejillones. A la fecha no han existido nuevos requerimientos de información ni pronunciamientos de la autoridad ambiental.

Finalmente, en el año 2023 ENGIE se hizo parte en el 1er Tribunal Ambiental del recurso de reclamación patrocinado por FIMA en contra del Servicio de Evaluación Ambiental que solicita la invalidación de la RCA del proyecto “Conversión a Gas Natural de IEM”. El Tribunal Ambiental en marzo 2024 emitió la sentencia no aceptando la reclamación y manteniendo vigente el permiso ambiental. Adicionalmente, durante el primer trimestre 2024, se presentó una nueva solicitud de invalidación en contra del Servicio de Evaluación Ambiental por la aprobación del proyecto “Conversión de Unidades CTA y CTH a 100% biomasa”, la cual no fue admitida por la autoridad ambiental. Debido a lo anterior, FIMA recurrió al 1er Tribunal Ambiental mediante un recurso de reclamación el cual fue aceptado, encontrándose en desarrollo este nuevo proceso judicial.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 30 de septiembre de 2024, 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%	34.301	18.650	52.951	6.019	0	6.019	2.312	(3.419)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	29.162	37.317	66.479	1.357	11.373	12.730	16.370	5.952
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	3.252	22.003	25.255	2.106	4.896	7.002	1.076	(4.537)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	115.107	129.624	244.731	24.594	19.773	44.367	170.382	67.630
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	24.697	98.858	123.555	42.617	69.384	112.001	11.154	1.697
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	23.218	206	23.424	75.432	14.002	89.434	12.688	(494)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	2.661	43.921	46.582	773	7.139	7.912	998	(763)
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	43	0	43	0	1
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	124	0	124	0	10
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	124	0	124	0	10
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	22.704	85.310	108.014	1.812	13.075	14.887	7.747	2.653
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	35.560	17.102	52.662	11.993	41.588	53.581	3.912	(3.283)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	3.331	10.253	13.584	15.824	3.718	19.542	898	(1.581)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	3.339	10.263	13.602	15.764	3.683	19.447	903	(1.583)
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	13.862	25.314	39.176	17.743	13.037	30.780	2.802	(1.529)
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	18.357	52.296	70.653	4.896	77.652	82.548	3.241	(4.624)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	537	2.352	2.889	1.890	0	1.890	0	(22)
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	100,00%	0	75	75	100	0	100	0	0



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES (continuación)

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 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%	36.850	19.109	55.959	5.608	0	5.608	7.635	(1.926)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	19.887	42.263	62.150	1.872	12.481	14.353	18.784	4.152
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	1.381	25.077	26.458	512	6.155	6.667	615	(6.800)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	80.564	134.682	215.246	39.345	43.167	82.512	300.149	(204.502)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	15.601	73.220	88.821	37.239	41.725	78.964	16.235	2.058
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	85.224	0	85.224	137.211	13.530	150.741	45.033	(221.757)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	3.005	43.917	46.922	518	6.971	7.489	2.064	(342)
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	45	0	45	0	1
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	134	0	134	0	3
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	134	0	134	0	3
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	19.770	85.575	105.345	1.986	12.884	14.870	16.295	6.050
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	35.017	17.181	52.198	4.841	44.190	49.031	4.488	(4.407)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	2.311	12.014	14.325	12	19.311	19.323	1.358	1.622
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	2.313	12.014	14.327	11	19.222	19.233	1.358	1.672
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	10.726	25.638	36.364	675	26.842	27.517	7.379	2.623
76.379.265-K	Energias de Abtao SpA	100,00%	15.186	55.593	70.779	1.315	76.111	77.426	5.986	(4.237)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	16	1.219	1.235	214	0	214	0	0



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

Hecho Esencial del 8 de octubre de 2024

Con fecha 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation (“IIC”) en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a IIC documentos de pago (“DDP”) que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley número veintiún mil cuatrocientos setenta y dos, modificada en virtud de la Ley número veintiún mil seiscientos sesenta y siete, que “Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y Establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios” (la Ley veintiún mil cuatrocientos setenta y dos, así modificada, la “Ley PEC III”), la Resolución Exenta número ochenta y seis de dos mil veintitrés, modificada por la Resolución Exenta número treientos treinta y cuatro de dos mil veintitrés y por la Resolución Exenta número treientos setenta y nueve de dos mil veinticuatro, todas de la Comisión Nacional de Energía. La Ley PEC III creó un fondo de estabilización de tarifas y estableció un nuevo mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas por hasta 5.500 millones de dólares de los Estados Unidos de América, cuya vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de dicha ley, lo cual no podrá ser en una fecha posterior al día 31 de diciembre de 2035.

En virtud del referido acuerdo la Sociedad podrá vender a IIC los DDP que se originen como consecuencia de la diferencia entre la facturación que hubiese resultado al aplicar las tarifas de energía y potencia definidas en los contratos de suministro suscritos entre la Sociedad, sus filiales y las empresas concesionarias de Distribución y la facturación efectiva de las tarifas que resulten de aplicar la Ley PEC III. Se estima que un primer grupo de los DDP que se emitan a nombre de la Sociedad con posterioridad al acuerdo alcanzado con IIC podría ascender a aproximadamente US\$ 355 millones, los que serán vendidos, cedidos y transferidos a dicha entidad en la medida que se cumplan ciertas condiciones suspensivas, en cuyo caso generarán ingresos financieros por un monto aproximado de US\$ 8 millones. Luego de esta primera venta al IIC se espera que nuevos documentos de pago sean reconocidos a la Sociedad por un monto adicional de entre US\$75 millones y US\$90 millones, cuya venta está sujeta al cumplimiento de una serie de condiciones por lo que sus efectos no son posibles de estimar a esta fecha.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1° de octubre de 2024 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados que afecten la presentación de los mismos.



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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 2024			Porcentaje de Participación Año 2023		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	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
76.379.265-K	Parque Eolico Los Triguales SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI 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

Ver nota 2.4 Entidades Filiales



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	
					30-09-2024 Directo	31-12-2023 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	0,000

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



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

Activos	Moneda	30-09-2024	31-12-2023
		kUSD	kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	339.276	298.716
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	13.497	2.482
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	155	118
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	21	11
Otros activos financieros Corriente	USD	15.729	12.441
Activos por impuestos corrientes	USD	7.617	16.392
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	750	390
Inventarios corrientes	USD	171.898	139.574
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	114	138
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	172	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	2.981	7.269
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	220.009	177.915
Otros activos no financieros	USD	16.610	57.712
Otros activos no financieros	Peso Argentino	209	11
Otros activos no financieros	Euro	3.709	2.030
Otros activos no financieros	UF	0	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	148.215	257.600
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	41.729	13.074
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	0	495
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	17	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	1	2
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	27.436	5.682
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	421.453	297.564
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	0	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	17.043	16.017
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	1	0
Otros activos no financieros no corriente	USD	57.253	39.247
Otros activos no financieros no corriente	UF	172	170
Activos por impuestos diferidos	USD	48.519	108.970
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	128.777	125.397
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	132.668	138.773
Plusvalía	USD	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	USD	2.758.129	2.385.034
Activos por derecho de uso	USD	118.560	122.900
Subtotal	USD	4.444.948	4.062.072
	\$ no reajutable	275.350	193.609
	Euro	3.864	2.643
	UF	361	190
	Peso Argentino	981	414
Activos, Total		4.725.504	4.258.928



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	8.570	13.078	1.526	1.387
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	820	88	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	65	1015	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	4.371	15.363	0	0
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	7.968	14.434	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	29	2	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	14.595	15.256	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	28.949	41.390	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	488	167	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	119	231	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	197.219	228.719	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	9.077	8.486	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	30.915	31.911	0	0
Otros pasivos financieros	USD	18.294	110.656	254.277	221.048
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	182	176
Pasivos por arrendamientos corrientes	\$ no reajutable	0	10	0	7
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.418	1.845	2.390	2.941
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	16	182	284	142
	USD	228.538	367.900	255.985	222.611
	\$ no reajutable	67.832	87.745	0	7
	Euro	14.660	16.271	0	0
	UF	11.315	10.419	2.390	2.941
	Peso Argentino	148	233	0	0
	Otras Monedas	504	349	284	142
Subtotal					
Pasivos Corrientes, Total		322.997	482.917	258.659	225.701



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2024 (no auditado)

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	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	30-09-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	5.568	5.992	5.568	5.992	15.482	17.026
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	4.593	4.272	5.557	5.170	38.213	40.447
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	212.292	488.071	783.817	522.631	1.212.791	802.828
Pasivos por arrendamientos	USD	784	761	577	560	879	1.101
Pasivos por arrendamientos	UF	8.715	8.598	4.870	5.677	78.994	81.943
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	909	897	474	641	879	1.042
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	106	43
Otras provisiones no corrientes	USD	38.931	47.810	0	0	136.608	122.714
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	81	81	0	0	0	0
Subtotal	USD	262.249	546.987	795.519	534.353	1.403.973	984.116
	\$ no reajutable	0	0	0	0	106	43
	UF	8.715	8.598	4.870	5.677	78.994	81.943
	Otras monedas	909	897	474	641	879	1.042
Pasivos No Corrientes, Total		271.873	556.482	800.863	540.671	1.483.952	1.067.144