ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS ENEL AMÉRICAS Y SUBSIDIARIAS 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Esta hoja se encuentra deliberadamente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS, CLASIFICADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS, POR NATURALEZA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS, MÉTODO DIRECTO

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.:

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A. y Subsidiarias (el “Grupo”), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025, los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al año terminado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, incluyendo información de las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2025, sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al año terminado en esa fecha, de conformidad con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (Normas de Contabilidad NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad [International Accounting Standards Board (IASB)].

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados” de nuestro informe. Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código de Ética del Colegio de Contadores de Chile, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos clave de la auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos asuntos que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del año actual. Estos asuntos han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados como un todo y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre esos asuntos.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Santiago
Av. Presidente Riesco 5685,
piso 15, Las Condes

Deterioro de activos no financieros de Empresa Distribuidora del Sur S.A.	
Asunto Clave de la Auditoría	**Cómo fue tratado el asunto clave en la Auditoría**
Según lo indicado en la Nota 3.e a los estados financieros consolidados - Deterioro de activos no financieros. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025 presentan un saldo de MUS$14.614.246 en Propiedad, planta y equipos y MUS$3.095.513 en Activos Intangibles, que incluye un monto que proviene de la sociedad subsidiaria en Argentina Empresa Distribuidora del Sur S.A. por MU$2.388.363, en el rubro Propiedad, planta y equipos y MUS$125.025 millones en el rubro Activos Intangibles, de vida útil definida. Al final de cada ejercicio sobre el que se informa, el Grupo evalúa los importes en libros de sus activos no financieros, para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existe tal indicio, se debe estimar el importe recuperable del activo o unidad generadora de efectivo (UGE) correspondiente. Si el importe recuperable de un activo o UGE es inferior a su importe en libros, este último se reduce al importe recuperable. La pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en los resultados (pérdidas) del año. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. Para evaluar el importe recuperable, el Grupo descuenta los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente utilizando una tasa de descuento que refleja las valoraciones de mercado actuales del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo o UGE. Los flujos de efectivo futuros pueden verse afectados por varias hipótesis relevantes del Grupo, como las tasas de descuento, tasas de crecimiento e inflación, las proyecciones de producción y precios de venta. Identificamos la determinación del importe recuperable sobre los flujos futuros como un asunto clave de la auditoría para la mencionada subsidiaria en Argentina, Empresa Distribuidora del Sur S.A, principalmente, debido al congelamiento de tarifas en ese país. Este asunto representaba un área de riesgo significativo de representación incorrecta material, dada la magnitud de dichos activos no financieros y el alto grado de incertidumbre en la estimación del importe recuperable. Además, se requirió realizar un juicio de auditoría significativo y conocimientos y habilidades especializados por parte del auditor para evaluar los resultados de nuestros procedimientos de auditoría, debido a la sensibilidad de la determinación del importe recuperable por parte de la entidad ante cambios mínimos en supuestos significativos. Debido al grado de juicio y la incertidumbre asociada a las citadas estimaciones utilizadas para estimar el importe recuperable de los rubros Propiedad, planta y equipos y Activos Intangibles en la sociedad subsidiaria en Argentina, se ha considerado esta área como un asunto clave de la auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoría para tratar este asunto clave de la auditoría incluyeron, entre otros, los siguientes: • Evaluamos el análisis de deterioro de la Propiedad planta y equipo y Activos Intangibles, y los controles internos relacionados implementados por la Administración; • Evaluamos los criterios adoptados para identificar las unidades generadoras de efectivo (UGEs) y la conciliación de sus valores en libros con los estados financieros consolidados; • Evaluamos la pertinencia de los supuestos significativos que la entidad considera en la determinación de los flujos proyectados, a través de: - Para la demanda prevista, comparándolas con la demanda del ejercicio anterior. - Para los precios de venta (tarifas), comparándolas con las previsiones de terceros del sector específicas para Argentina (Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)). - Para los gastos operativos e inversiones de Propiedad, planta y equipos en análisis retrospectivo, comparándolas con información real y para el año actual se evalúa la razonabilidad de lo proyectado en planes de la Administración. • Evaluamos la capacidad de la Administración para realizar proyecciones razonables, mediante la comparación de los resultados reales con las proyecciones anteriores. • Involucramos a nuestros especialistas de valuación con conocimientos y habilidades especializadas, quiénes nos asistieron en evaluar lo adecuado de los supuestos para la tasa de descuento aplicada (WACC), comparando los datos de entrada de las tasas de descuento con datos de mercado disponibles públicamente para entidades comparables, la razonabilidad de la metodología utilizada en el modelo, la exactitud matemática del modelo, la razonabilidad de premisas macroeconómicas, tasa de inflación y tasa de crecimiento a lo largo del tiempo. • Finalmente, evaluamos las revelaciones incluidas en las notas a los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones de los supuestos claves y los juicios comparando con los requerimientos del marco de preparación y presentación de información financiera pertinente.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Proceso de renovación de la concesión de Enel Distribución Sao Paulo S.A.	
Asunto Clave de la Auditoría	**Cómo fue tratado el asunto clave en la Auditoría**
Según lo indicado en la Nota 35.5.b y Nota 3.e a los estados financieros consolidados. El Grupo mantiene inversiones relevantes en operaciones de distribución eléctrica a través de su subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo, las cuales operan bajo un régimen concesionado que finaliza en junio de 2028. Como consecuencia de diversos eventos climáticos que afectaron al área de la concesión y por consiguiente la estabilidad de la red, el proceso de renovación está actualmente suspendido a la espera de la decisión final de los organismos reguladores brasileños, lo que genera una incertidumbre respecto a su renovación. Los activos relacionados con esta concesión de distribución de electricidad incluyen principalmente activos financieros, activos intangibles, plusvalía y activos en construcción, los cuales presentan un saldo de MUS$2.014.258, MUS$1.645.526, MUS$390.275 y MUS$ 327.417 al 31 de diciembre de 2025, respectivamente. Debido a la situación descrita en los párrafos precedentes, la Administración aplicó juicios significativos en relación con: (i) La evaluación de distintos escenarios en la proyección de los flujos de esta concesión, para determinar el valor en uso de esta unidad generadora de efectivo (UGE). (ii) La ponderación de la probabilidad de renovación de la concesión; (iii) Las evaluaciones sobre la recuperabilidad de los activos vinculados a la concesión (pruebas de deterioro). Debido a los juicios significativos que se están aplicando por parte de la Compañía con respecto a la probabilidad de renovar la concesión, hemos considerado este asunto como clave para la auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoría para tratar este asunto clave de la auditoría incluyeron, entre otros, los siguientes: • Inspeccionamos las cartas de los expertos legales y regulatorios que dan un soporte adicional a la posición de la Compañía, para determinar la probabilidad de renovación de la concesión. • Evaluamos la idoneidad en cuanto a la independencia, habilidades y competencias de los expertos externos que asistieron a la Compañía. • Reprocesamos la aplicación de la ponderación de los escenarios por la probabilidad de renovación de la concesión, en la proyección de los flujos de la concesión, para determinar el valor en uso de esta UGE. • Involucramos a nuestros especialistas de valuación con conocimientos y habilidades especializadas, quiénes nos asistieron en la evaluación de lo adecuado de los supuestos para la tasa de descuento aplicada (WACC), comparando los datos de entrada de las tasas de descuento con datos de mercado disponibles públicamente para entidades comparables, la razonabilidad de la metodología utilizada en el modelo, la exactitud matemática del modelo de valoración, la razonabilidad de premisas macroeconómicas, tasa de inflación y tasa de crecimiento a lo largo del tiempo. • Probamos matemáticamente que los valores libros de la UGE y el importe recuperable utilizados por la Compañía para la prueba de deterioro, sean consistentes con los registros contables y los flujos proyectados aplicando los escenarios y ponderaciones definidas. • Evaluamos las revelaciones incluidas en las notas a los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones de la probabilidad de la renovación de la concesión, la utilización de distintos escenarios, los eventos climáticos ocurridos y el estatus del proceso de renovación con las autoridades regulatorias brasileñas. • Finalmente, inspeccionamos los eventos subsecuentes ocurridos después del 31 de diciembre de 2025.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno corporativo por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (Normas de Contabilidad NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad [International Accounting Standards Board (IASB)] y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad del Grupo de continuar como empresa en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con la empresa en marcha y utilizando la base contable de empresa en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista, que hacerlo.

Los responsables del gobierno corporativo son responsables de la supervisión del proceso de preparación y presentación de información financiera del Grupo.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados como un todo están exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detecte una representación incorrecta material cuando exista. Las representaciones incorrectas pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales sí, individualmente o de forma agregada, se podría esperar razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas materiales en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una representación incorrecta material debido a fraude es más elevado que en el caso de una representación incorrecta material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, representaciones intencionadamente erróneas o el caso omiso del control interno.
- Obtenemos entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de empresa en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe del auditor sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe del auditor. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Grupo deje de ser una empresa en marcha.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Planificamos y llevamos a cabo la auditoría del Grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada con respecto a la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del Grupo como una base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados del Grupo. Somos responsables por la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de una auditoría de Grupo. Somos los únicos responsables por nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos a los responsables del gobierno corporativo, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno corporativo una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente afecten nuestra independencia y, en su caso, las medidas adoptadas para eliminar las amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno corporativo, determinamos los que han sido de mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del año actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos esos asuntos en nuestro informe del auditor salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debiera comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Otros asuntos

El Colegio de Contadores de Chile A.G. aprobó que las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile adopten integralmente y sin reservas las Normas Internacionales de Auditoría emitidas por el International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) para las auditorías de los estados financieros consolidados preparados por el año iniciado a partir del 1 de enero de 2025.

La auditoría a los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A. y Subsidiarias (el “Grupo”) al 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue efectuada de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile vigentes a esa fecha por los cuales emitimos una opinión sin modificaciones con fecha 28 de febrero de 2025.

Luis Duarte Acevedo

KPMG Ltda.

Santiago, 25 de febrero de 2026

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.904.403	3.076.085
Otros activos financieros corrientes	7	158.958	264.968
Otros activos no financieros corrientes	8	488.443	417.147
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	9	3.352.854	2.675.966
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	17.558	14.975
Inventarios corrientes	11	536.483	445.175
Activos por impuestos corrientes	12	234.466	279.039
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**6.693.165**	**7.173.355**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	2.659	245.996
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**2.659**	**245.996**
Activos corrientes totales	*[Subtotal]*	**6.695.824**	**7.419.351**
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7	5.900.857	4.589.145
Otros activos no financieros no corrientes	8	1.969.060	1.637.312
Cuentas por cobrar no corrientes	9	378.594	216.447
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	2	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	5.202	13.515
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	3.095.513	2.935.296
Plusvalía	15	1.225.440	1.088.045
Propiedades, planta y equipo	16	14.614.246	12.703.521
Propiedad de inversión		7.069	6.224
Activos por derecho de uso	17	344.259	206.273
Activos por impuestos diferidos	18	635.015	669.205
Activos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**28.175.257**	**24.064.986**
TOTAL ACTIVOS		**34.871.081**	**31.484.337**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	19	2.247.210	974.392
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	72.999	31.610
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	4.061.952	3.694.693
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	675.916	1.265.725
Otras provisiones corrientes	24	214.521	157.478
Pasivos por impuestos corrientes	12	137.331	689.197
Otros pasivos no financieros corrientes	8	327.105	188.445
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**7.737.034**	**7.001.540**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	113.436
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**-**	**113.436**
Pasivos corrientes totales	*[Subtotal]*	**7.737.034**	**7.114.976**
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	4.575.561	4.182.308
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	289.773	183.246
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	1.524.090	1.291.587
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	23.745	51.277
Otras provisiones no corrientes	24	765.214	601.544
Pasivo por impuestos diferidos	18	755.283	754.129
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	395.925	867.140
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	227.742	31.098
Pasivos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**8.557.333**	**7.962.329**
TOTAL PASIVOS		**16.294.367**	**15.077.305**
Patrimonio			
Capital emitido y pagado	26.1	15.799.227	15.799.227
Ganancias acumuladas		8.891.982	8.084.630
Acciones propias en cartera	26.2	(471.944)	-
Otras reservas	26.7	(8.195.793)	(9.753.664)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	*[Subtotal]*	**16.023.472**	**14.130.193**
Participaciones no controladoras	26.8	**2.553.242**	**2.276.839**
PATRIMONIO TOTAL		**18.576.714**	**16.407.032**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**34.871.081**	**31.484.337**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2025	2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	27	12.818.885	12.615.912	11.768.430
Otros ingresos, por naturaleza	27	1.687.577	1.287.910	1.119.609
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	*[Subtotal]*	**14.506.462**	**13.903.822**	**12.888.039**
Materias primas y consumibles utilizados	28	(8.542.485)	(8.547.180)	(7.671.711)
Margen de Contribución	*[Subtotal]*	**5.963.977**	**5.356.642**	**5.216.328**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		180.435	168.211	166.243
Gastos por beneficios a los empleados	29	(741.689)	(690.071)	(639.215)
Gasto por depreciación y amortización	30	(1.129.295)	(1.130.599)	(949.161)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(89.323)	(114.713)	(155.622)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	30	(361.408)	(288.724)	(256.513)
Otros gastos por naturaleza	31	(1.134.411)	(1.099.297)	(994.781)
Resultado de Explotación	*[Subtotal]*	**2.688.286**	**2.201.449**	**2.387.279**
Otras ganancias (pérdidas)	32	1.946	5.124	(194.790)
Ingresos financieros	33	376.001	451.616	475.475
Costos financieros	33	(1.307.207)	(1.587.843)	(1.635.259)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	(1.719)	(1.957)	(428)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	(46.566)	(87.125)	84.993
Resultado por unidades de reajuste	33	191.363	331.125	333.192
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	*[Subtotal]*	**1.902.104**	**1.312.389**	**1.450.462**
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(556.412)	(343.611)	(672.901)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**1.345.692**	**968.778**	**777.561**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1	-	1.892.706	394.957
GANANCIA (PÉRDIDA)	*[Subtotal]*	**1.345.692**	**2.861.484**	**1.172.518**
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		960.070	2.589.133	864.269
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.8	385.622	272.351	308.249
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.345.692**	**2.861.484**	**1.172.518**
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica de Operaciones continuadas	US$ / acción	0,00904	0,00686	0,00534
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas	US$ / acción	-	0,01727	0,00272
Ganancia (pérdida) por acción básica	**US$ / acción**	**0,00904**	**0,02413**	**0,00806**
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	106.198.273	107.279.890	107.279.890
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de Operaciones continuadas	US$ / acción	0,00904	0,00686	0,00534
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US$ / acción	-	0,01727	0,00272
Ganancias (pérdida) diluida por acción	**US$ / acción**	**0,00904**	**0,02413**	**0,00806**
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	106.198.273	107.279.890	107.279.890

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2025	2024	2023
Ganancia (Pérdida)		1.345.692	2.861.484	1.172.518
Remedición (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	220.817	125.504	(194.239)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**220.817**	**125.504**	**(194.239)**
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	1.408.201	(3.369.671)	446.980
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		5.964	6.975	(9.308)
Ajustes de reclasificación sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral		4.159	-	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(483)	115	(389)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(18.326)	93.984	(32.074)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		79	4.041	(32.519)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**1.399.594**	**(3.264.556)**	**372.690**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	*[Subtotal]*	**1.620.411**	**(3.139.052)**	**178.451**
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(73.436)	(42.919)	65.402
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**(73.436)**	**(42.919)**	**65.402**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		6.103	(10.644)	18.122
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**6.103**	**(10.644)**	**18.122**
Total Otro resultado integral		**1.553.078**	**(3.192.615)**	**261.975**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**2.898.770**	**(331.131)**	**1.434.493**
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		2.415.575	(346.721)	1.161.375
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		483.195	15.590	273.118
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**2.898.770**	**(331.131)**	**1.434.493**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera (2)	Cambios en Otras Reservas								Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (5)	Total Patrimonio Neto
			Reservas por diferencias de cambio por conversión (3)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Total Otras reservas (4)				
Saldo inicial al 01.01.2023	**15.799.499**	**(272)**	**(4.804.421)**	**(65.030)**	**-**	**(1.366)**	**(183.875)**	**(5.054.692)**	**(3.502.702)**	**(8.557.394)**	**5.715.317**	**12.957.150**	**2.489.968**	**15.447.118**
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral												-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	864.269	864.269	308.249	1.172.518
Otro resultado integral	-	-	454.093	(19.771)	(120.076)	(6.105)	(11.035)	297.106	-	297.106	-	297.106	(35.131)	261.975
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.161.375	273.118	1.434.493
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(259.281)	(259.281)	(342.619)	(601.900)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(211.563)	-	120.076	-	491.320	399.833	365.636	765.469	(120.076)	645.393	95.691	741.084
Total de cambios en patrimonio	(272)	272	242.530	(19.771)	-	(6.105)	480.285	696.939	365.636	1.062.575	484.912	1.547.487	26.190	1.573.677
Saldo final al 31.12.2023	**15.799.227**	**-**	**(4.561.891)**	**(84.801)**	**-**	**(7.471)**	**296.410**	**(4.357.753)**	**(3.137.066)**	**(7.494.819)**	**6.200.229**	**14.504.637**	**2.516.158**	**17.020.795**
Saldo inicial al 01.01.2024	**15.799.227**	**-**	**(4.561.891)**	**(84.801)**	**-**	**(7.471)**	**296.410**	**(4.357.753)**	**(3.137.066)**	**(7.494.819)**	**6.200.229**	**14.504.637**	**2.516.158**	**17.020.795**
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.589.133	2.589.133	272.351	2.861.484
Otro resultado integral	-	-	(3.049.921)	79.949	72.008	4.583	(42.473)	(2.935.854)	-	(2.935.854)	-	(2.935.854)	(256.761)	(3.192.615)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(346.721)	15.590	(331.131)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(776.740)	(776.740)	(204.475)	(981.215)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	360.022	-	(72.008)	-	(257.179)	30.835	646.174	677.009	72.008	749.017	(50.434)	698.583
Total de cambios en patrimonio	-	-	(2.689.899)	79.949	-	4.583	(299.652)	(2.905.019)	646.174	(2.258.845)	1.884.401	(374.444)	(239.319)	(613.763)
Saldo final al 31.12.2024	**15.799.227**	**-**	**(7.251.790)**	**(4.852)**	**-**	**(2.888)**	**(3.242)**	**(7.262.772)**	**(2.490.892)**	**(9.753.664)**	**8.084.630**	**14.130.193**	**2.276.839**	**16.407.032**
Saldo inicial al 01.01.2025	**15.799.227**	**-**	**(7.251.790)**	**(4.852)**	**-**	**(2.888)**	**(3.242)**	**(7.262.772)**	**(2.490.892)**	**(9.753.664)**	**8.084.630**	**14.130.193**	**2.276.839**	**16.407.032**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.839)	(9.839)	(367)	(10.206)
Saldo inicial reexpresado	**15.799.227**	**-**	**(7.251.790)**	**(4.852)**	**-**	**(2.888)**	**(3.242)**	**(7.262.772)**	**(2.490.892)**	**(9.753.664)**	**8.074.791**	**14.120.354**	**2.276.472**	**16.396.826**
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	960.070	960.070	385.622	1.345.692
Otro resultado integral	-	-	1.307.913	(4.203)	145.142	6.653	-	1.455.505	-	1.455.505	-	1.455.505	97.573	1.553.078
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.415.575	483.195	2.898.770
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(288.021)	(288.021)	(248.102)	(536.123)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(18.251)	(552)	(145.142)	-	3.242	(160.703)	263.069	102.366	145.142	247.508	41.677	289.185
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(471.944)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(471.944)	-	(471.944)
Total de cambios en patrimonio	-	(471.944)	1.289.662	(4.755)	-	6.653	3.242	1.294.802	263.069	1.557.871	817.191	1.903.118	276.770	2.179.888
Saldo final al 31.12.2025	**15.799.227**	**(471.944)**	**(5.962.128)**	**(9.607)**	**-**	**3.765**	**-**	**(5.967.970)**	**(2.227.823)**	**(8.195.793)**	**8.891.982**	**16.023.472**	**2.553.242**	**18.576.714**

(1) Ver Nota 26.1

(2) Ver Nota 26.2

(3) Ver Nota 26.4

(4) Ver Nota 26.7

(5) Ver Nota 26.8

(6) Ver Nota 5.1 (iii)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados, Método Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		2025	2024	2023
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		17.972.388	17.089.286	18.279.675
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		62.253	49.555	44.064
Otros cobros por actividades de operación		1.092.393	930.379	847.259
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(9.846.144)	(9.380.399)	(11.018.241)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(931.523)	(1.039.317)	(745.607)
Otros pagos por actividades de operación	6.d	(4.385.638)	(4.286.464)	(3.776.270)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias pagados		(984.907)	(723.234)	(752.941)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(264.926)	(201.920)	(173.113)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**2.713.896**	**2.437.886**	**2.704.826**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.e	5.906	4.253.718	88.440
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		820.178	943.184	476.337
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(770.805)	(876.601)	(499.173)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(2.431)	(1.044)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		17.976	7.909	186.630
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.105.870)	(1.193.030)	(2.228.720)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	-	1.204
Compras de activos intangibles		(1.226.409)	(971.250)	(942.269)
Compras de otros activos a largo plazo		-	-	(3.913)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	6.f	-	-	1.421.585
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(72.151)	(11.305)	(126.365)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		7.066	52.947	19.100
Cobros a entidades relacionadas		-	5.784	1.042
Dividendos recibidos		451	69	127
Intereses recibidos		101.110	155.458	135.364
Otras entradas (salidas) de efectivo		669	(7.970)	8.905
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(2.221.879)**	**2.356.482**	**(1.462.750)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	26.2	(471.944)	-	-
Pagos por otras participaciones en el patrimonio		(20.618)	-	(5.745)
Total importes procedentes de préstamos	6.g	**2.537.736**	**1.240.541**	**2.479.842**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		1.591.991	697.525	1.022.788
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		945.745	543.016	1.457.054
Préstamos de entidades relacionadas	6.g	90.840	1.167.741	818.291
Reembolsos de préstamos	6.g	(1.940.917)	(1.741.718)	(1.968.541)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.g	(85.160)	(64.893)	(49.518)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.g	(367.199)	(2.453.604)	(897.169)
Dividendos pagados		(1.028.106)	(458.003)	(360.585)
Intereses pagados	6.g	(567.205)	(738.228)	(857.413)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.g	33.717	6.902	(33.315)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(1.818.856)**	**(3.041.262)**	**(874.153)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(1.326.839)**	**1.753.106**	**367.923**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		148.946	(337.339)	133.087
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(1.177.893)**	**1.415.767**	**501.010**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	3.082.296	1.666.529	1.165.519
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6.c	**1.904.403**	**3.082.296**	**1.666.529**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
al 31 de diciembre de 2025

1. Información general 12
2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados 13
2.1 Bases de preparación 13
2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables 13
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 17
2.3.1. Cambios en estimaciones contables 18
2.4 Sociedades subsidiarias 19
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación 19
2.5 Entidades asociadas 20
2.6 Acuerdos conjuntos 21
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 21
2.8 Moneda Funcional 23
2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera 23
3. Políticas contables aplicadas 25
a) Propiedades, planta y equipo 25
b) Propiedad de inversión 27
c) Plusvalía 28
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 28
d.1) Concesiones 29
d.2) Gastos de investigación y desarrollo 30
d.3) Costos incrementales de obtener un contrato 30
d.4) Otros activos intangibles 30
e) Deterioro del valor de los activos no financieros 31
f) Arrendamientos 34
f.1) Arrendatario 34
f.2) Arrendador 35
g) Instrumentos financieros 35
g.1) Activos financieros no derivados 35
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 36
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 37
g.4) Pasivos financieros excepto derivados 38
g.5) Derivados y operaciones de cobertura 39
g.6) Baja de activos y pasivos financieros 40
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 40
g.8) Contratos de garantías financieras 41
h) Medición del valor razonable 41
i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 42
j) Inventarios 42
k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas 43
l) Acciones propias en cartera 44
m) Provisiones 44
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 45
n) Conversión de saldos en moneda extranjera 45
o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 45
p) Impuesto a las ganancias 46
q) Reconocimiento de ingresos y gastos 47
r) Ganancia (pérdida) por acción 48
s) Dividendos 49
t) Gastos de emisión y colocación de acciones 49
u) Estado de flujos de efectivo 50
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico 51
4.1 Argentina 51
4.2 Brasil 53
4.3 Colombia 57
4.4 Costa Rica 59
4.5 Guatemala 61
4.6 Panamá 62
5. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas 64
5.1 Operación de venta de subsidiaras operativas en Perú 65
5.2 Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A. 69
5.3 Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A. 69
5.4 Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE 70
5.5 Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud 71
5.6 Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN 72
5.7 Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC). 72
6. Efectivo y equivalentes al efectivo 73
7. Otros activos financieros 76
8. Otros activos y pasivos no financieros 77
9. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar 79
10. Saldos y transacciones con partes relacionadas 81
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 81
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 81
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 82
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: 83
d) Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas: 83
e) Transacciones significativas Enel Américas 83
10.2 Directorio y personal clave de la gerencia 87
10.3 Personal clave de la gerencia 89

a) Remuneraciones y planes de incentivo al personal clave de la gerencia 90
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. 90
10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción 90
11. Inventarios 91
12. Activos y pasivos por impuestos 91
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación 92
13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 92
14. Activos intangibles distintos de la plusvalía 94
15. Plusvalía 97
16. Propiedades, planta y equipo 100
17. Activos por derecho de uso 103
18. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos 104
a) Impuesto a las ganancias 104
b) Impuestos diferidos 104
19. Otros pasivos financieros 108
a) Préstamos que devengan intereses. 108
b) Obligaciones con el Público No Garantizadas 111
c) Obligaciones con el Público Garantizadas 114
d) Otros aspectos. 115
e) Flujos futuros de deuda no descontados 116
20. Pasivos por arrendamientos 117
20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos 118
20.2 Flujos futuros de deuda no descontados 120
21. Política de gestión de riesgos 121
22. Instrumentos financieros 125
22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría. 125
22.2 Instrumentos derivados 126
22.3 Jerarquías del valor razonable 128
23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes 129
24. Provisiones 130
25. Obligaciones por beneficios post empleo 131
25.1 Aspectos generales: 131
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 132
25.3 Otras revelaciones: 135
26. Patrimonio 137
26.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones 137
26.2 Acciones propias en cartera 137
26.3 Dividendos 137
26.4 Reservas por diferencias de cambio por conversión 138
26.5 Gestión del capital 138
26.6 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 138
26.7 Otras Reservas 138
26.8 Participaciones no controladoras. 140
27. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos 141
28. Materias primas y consumibles utilizados 142
29. Gastos por beneficios a los empleados 142
30. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9 143
31. Otros gastos por naturaleza 144
32. Otras ganancias (pérdidas) 144
33. Resultado financiero 145
34. Información por segmento 147
34.1 Criterios de segmentación 147
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros 150
34.3 Países 153
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países 156
35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos 162
35.1 Garantías directas 162
35.2 Garantías Indirectas 163
35.3 Litigios y arbitrajes 164
35.4 Restricciones financieras 176
35.5 Otras informaciones 179
36. Dotación 187
37. Sanciones 187
38. Medio ambiente 190
39. Información financiera resumida de subsidiarias 191
40. Hechos posteriores 194
Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas 195
Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera 200
Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012 202
Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales 205
Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje 209
Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores 210

1. Información general

Enel Américas (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, "Enel Américas" o el "Grupo").

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Roger de Flor 2725, Torre 2, Las Condes, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante "CMF") con el N° 0175, y sus acciones registradas y cotizando en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa Electrónica de Chile.

La Compañía estuvo registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante "SEC") y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange ("NYSE") desde 1993 hasta 20 junio de 2022, fecha en la cual los American Depositary Shares emitidos por Enel Américas dejaron de transarse en dicha bolsa, como resultado de la solicitud de deslistamiento presentada por Sociedad ante la SEC el 10 de junio de 2022.

Con fecha 2 de noviembre de 2022, Enel Américas ingresó a la SEC el Form 15F, con el objetivo de desregistrarse voluntariamente de la sección Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el "Exchange Act"), y terminar, entre otras, con sus obligaciones de divulgación bajo las Section 13(a) y Section 15(d) del Exchange Act. En consecuencia, una vez ingresado el Form 15F, se suspendió la obligación de la Compañía de divulgar la memoria anual en Form 20-F y hechos esenciales a través de Form 6-Ks. Finalmente, con fecha 31 de enero de 2023, habiendo transcurrido el plazo de 90 días contemplados en la normativa aplicable desde el envío del Form 15F, y habiéndose cumplido todos los requisitos para ello, se hizo efectivo el desregistro de Enel Américas ante SEC.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee actualmente una participación accionaria del 82,3%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 17.033 trabajadores al 31 de diciembre de 2025. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2025 fue de 15.976 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por ubicación geográfica, ver nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto

invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

(i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
(ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
(iii) las telecomunicaciones e informática, y
(iv) negocios de intermediación a través de Internet.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero de 2026, han sido preparados de acuerdo a las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (Normas de Contabilidad NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2025 y 2024 y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2023 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidados, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2025

Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIC 21: Ausencia de Convertibilidad	1 de enero de 2025

Enmiendas a NIC 21 "Ausencia de Convertibilidad"

El 15 de agosto de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de responder a los comentarios y preocupaciones de las partes interesadas sobre la diversidad en la práctica a la hora de contabilizar la falta de convertibilidad entre monedas.

Estas modificaciones establecen criterios que le permitirán a las empresas aplicar un enfoque coherente al evaluar si una moneda es convertible en otra y, cuando no lo es, determinar el tipo de cambio a utilizar y la información a revelar. La enmienda establece que una moneda es convertible en otra cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo que permite un retraso administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo de cambio en el que una transacción de cambio crearía derechos u obligaciones exigibles.

Estas enmiendas entraron en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2025. Se permitía su aplicación anticipada.

La adopción de esta enmienda no generó efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2026 y siguientes

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros	1 de enero de 2026
Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11): - *NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF* - *NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar* - *NIIF 9 Instrumentos Financieros* - *NIIF 10 Estados Financieros Consolidados* - *NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo*	1 de enero de 2026
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza	1 de enero de 2026
NIIF 18: Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19: Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones	1 de enero de 2027
Enmiendas a NIC 21: Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria	1 de enero de 2027

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros"

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a los requisitos de clasificación y medición de instrumentos financieros de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones responden a los comentarios de la "Revisión posterior a la implementación" de las Normas de Contabilidad de 2022 y aclaran los requisitos en áreas donde las partes interesadas han planteado inquietudes o donde han surgido nuevos problemas desde que se emitió la NIIF 9.

Estas enmiendas abordan los siguientes temas:

- liquidación de pasivos financieros mediante un sistema de pago electrónico; y
- clasificación de los activos financieros, incluidos aquellos con características ASG (Ambiental, Social y Gobernanza).

El IASB también modificó los requisitos de divulgación relacionados con inversiones en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral y agregó requisitos de divulgación para instrumentos financieros con características contingentes que no se relacionan directamente con los riesgos y costos básicos de los préstamos.

Estas enmiendas son aplicables de forma retroactiva para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de estas enmiendas, concluyendo que su adopción no generará impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11)

El 18 de julio de 2024, el IASB emitió modificaciones limitadas a las Normas de Contabilidad NIIF y a la guía que las acompaña como parte de su mantenimiento regular de los Estándares. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una Norma de Contabilidad, corrigen consecuencias no deseadas relativamente menores o conflictos entre los requisitos de las Normas de Contabilidad.

Estas enmiendas incluyen aclaraciones, simplificaciones, correcciones y cambios destinados a mejorar la coherencia de las siguientes Normas:

- NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar
- NIIF 9 Instrumentos Financieros
- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados
- NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permitía su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza"

El 18 de diciembre de 2024, el IASB emitió enmiendas a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones tienen como propósito ayudar a las empresas a informar mejor en sus estados financieros sobre los efectos financieros de los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza, que a menudo se estructuran como acuerdos de compra de energía.

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

Las modificaciones se refieren a los requisitos de uso propio y a los requisitos de contabilidad de cobertura, junto con las revelaciones relacionadas.

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permitía su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial

NIIF 18 "Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros"

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros, con el objetivo de mejorar la transparencia y comparabilidad de la información sobre el desempeño financiero de las empresas, permitiendo así mejores decisiones de inversión. La nueva norma reemplaza a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

La NIIF 18 introduce tres conjuntos de nuevos requerimientos para mejorar la presentación de información de las entidades sobre su desempeño financiero y brindar a los inversores una mejor base para analizar y comparar empresas:

- Mejora de la comparabilidad del estado de resultados. La Norma introduce tres categorías definidas de ingresos y gastos (operación, inversión y financiación) para mejorar la estructura del estado de resultados y exige la presentación de nuevos subtotales definidos, incluida la utilidad operativa. La estructura mejorada y los nuevos subtotales brindarán a los inversores un punto de partida consistente para analizar el desempeño de las empresas y facilitarán la comparación entre ellas.
- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración. La Norma requiere que las empresas revelen explicaciones de aquellas medidas específicas que están relacionadas con el estado de resultados, denominadas "medidas de desempeño definidas por la administración". Los nuevos requisitos mejorarán la transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración y las harán sujetas a auditoría.
- Agrupación más útil de la información en los estados financieros. La Norma establece directrices mejoradas sobre cómo organizar la información y si proporcionarla en los estados financieros principales o en las notas.

El nuevo estándar es aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 18 en los estados financieros consolidados del Grupo.

NIIF 19 "Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones"

El 9 de mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 Subsidiarias sin responsabilidad pública: Revelaciones, cuyo objetivo es permitir a las subsidiarias elegibles optar por utilizar las Normas de Contabilidad NIIF con revelaciones reducidas. La nueva Norma busca reducir los costos de preparación de los estados financieros de las entidades subsidiarias, manteniendo la utilidad de la información para sus usuarios.

Las subsidiarias son elegibles para aplicar la NIIF 19 si no tienen responsabilidad pública y su matriz aplica las Normas de Contabilidad NIIF en sus estados financieros consolidados. Una subsidiaria no tiene responsabilidad pública si no tiene acciones o deuda cotizadas en una bolsa de valores y no posee activos en calidad de fiduciaria para un amplio grupo de personas externas. Las entidades que eligen aplicar la NIIF 19 todavía deben aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras Normas de Contabilidad NIIF.

Una entidad puede optar por aplicar la NIIF 19 para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha determinado que la NIIF 19 no es aplicable a los estados financieros consolidados del Grupo, debido a que Enel Américas no cumple con los criterios de elegibilidad.

Enmienda a NIC 21 "Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria"

El 13 de noviembre de 2025, el IASB emitió modificaciones a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de aclarar algunas situaciones respecto a la conversión de estados financieros de economías hiperinflacionarias.

Estas modificaciones establecen criterios de conversión de estados financieros de entidades cuya moneda funcional sea de una economía no hiperinflacionaria a una moneda de presentación de economía hiperinflacionaria. También se aclara el método de conversión de entidades con monedas de presentación que dejan de ser de economía hiperinflacionaria y cuya moneda funcional sea de economía no hiperinflacionaria. Por último, establece un enfoque diferente cuando la moneda funcional y la moneda de presentación de una entidad son la moneda de una economía hiperinflacionaria y la entidad traduce los resultados y la situación financiera de una operación extranjera cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria.

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

La información incluida en los estados financieros consolidados se selecciona sobre la base de un análisis de materialidad realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la NIC 1 "Presentación de estados financieros" y el Documento de Práctica de las NIIF N°2 "Realización de juicios sobre materialidad o importancia relativa", y con base en las expectativas de los inversionistas.

Las áreas más importantes que han requerido un componente material de juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver nota 3.q).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 3.h y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 3.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver nota 3.f.1).

La estimaciones y juicios de la Administración se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, y se basan en experiencias previas y otros factores considerados razonables dadas las circunstancias. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en resultados si sólo involucran ese período. Si la revisión involucra tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en el que se realiza la revisión y en los períodos futuros relacionados.

2.3.1. Cambios en estimaciones contables

En el contexto de su proceso recurrente de revisión de vidas útiles, el Grupo determinó que aquellas asignadas a activos accesorios vinculados a las concesiones de distribución eléctrica en Brasil debían ser modificadas. Históricamente, la amortización de estos activos se realizaba con base en el plazo remanente de cada contrato de concesión, reflejando la expectativa de que los beneficios económicos estarían limitados al período contractual. Sin embargo, con la evolución de los análisis técnicos y la proximidad del vencimiento de las concesiones, se verificó que diversos activos poseen una vida útil económica superior al plazo contractual residual. Ante este escenario, la Administración concluyó que el criterio más adecuado para la medición de la amortización de estos activos es la utilización de la vida media de máquinas y equipos.

Este cambio de estimación se registró prospectivamente a contar del 1 de enero de 2025 y originó un menor gasto por amortización por MBRL$ 617.664 (MUS$ 110.711) por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo si, están presenten los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Américas", se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus subsidiarias.

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

2025

i. Con fecha 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. Posteriormente, con fecha 7 de julio de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. perfeccionó la venta del 100% de Wind Autogeneración S.A.S. a la sociedad Ecopetrol S.A.

ii. Con fecha 15 de abril de 2025 se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Generadora Solar Austral S.A., Generadora Solar El Puerto S.A. y Enel Renovable, siendo esta última la continuadora legal.

iii. Con fecha 1 de mayo de 2025 se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Generadora Montecristo S.A. y Generadora de Occidente Ltda., siendo esta última la continuadora legal.

iv. Durante los meses de julio y agosto de 2025 la subsidiaria Enel Distribución Ceará efectuó un proceso de aumento de capital, por tal efecto, Enel Brasil aumentó su participación en 2,54%.

2024

i. Con fecha 1 de enero de 2024, se constituyó la sociedad Luz de Alagoinhas S.A. participada en un 80% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.

ii. Con fecha 9 de abril de 2024, se constituyó la sociedad Luz de Maringá S.A. participada en un 80% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.

iii. Con fecha 9 de mayo de 2024, se perfeccionó la venta de las sociedades peruanas Enel Generación Perú S.A., Chinango S.A., SL Energy S.A.C., Energética Monzón S.A.C. y Compañía Energética Veracruz S.A.C., a la sociedad Niagara Energy S.A.C., controlada por el fondo de inversiones global Actis. En esta misma fecha, en virtud de quedar la compraventa a firme, se verificó el cambio de control de dichas sociedades, dejando de ser subsidiarias directas de Enel Américas. Para más detalle ver nota 5.1.

iv. Con fecha 24 de mayo de 2024, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Progreso Solar 20MW S.A. y Enel Renovable, S.R.L., siendo esta última la continuadora legal.

v. Con fecha 12 de junio de 2024, nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social, a la sociedad China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd. En esta misma fecha, en virtud de quedar la compraventa a firme, se verificó el cambio de control de dichas sociedades, dejando de ser subsidiarias directas de Enel Américas. Para más detalle ver nota 5.1.

vi. Con fecha 1 de agosto de 2024, se constituyó la sociedad Guayepo Solar III S.A.S ESP, participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP, cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de energías renovables.

vii. Con fecha 1 de agosto de 2024, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Jaguito Solar 10MW, S.A. y Enel Renovable, S.R.L., siendo esta última la continuadora legal.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Argentina	Peso argentino	-	33,20%	33,20%	-	33,20%	33,20%
Extranjero	Enel X Way Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Crédito Fácil Codensa S.A. (i)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	49,00%	49,00%
Extranjero	Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (ii)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Perú S.A. (v)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Colombia S.A.S. (iii)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	40,00%	40,00%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Usme ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%

(i) Con fecha 4 de febrero de 2025 se realizó la liquidación de la sociedad Crédito Fácil Codensa.
(ii) En febrero de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 20% de participación en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., que tiene como objeto principal la prestación de servicio público de transporte.
(iii) Con fecha 11 de abril de 2023, se constituyó la sociedad Enel X Way Colombia S.A.S. participada en un 40% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. Con fecha 8 de octubre de 2025 se efectuó la liquidación de esta sociedad.
(iv) Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas en abril de 2023, producto de la operación de venta de participación llevada a cabo por Enel Colombia S.A. ESP. Para más detalle ver nota 5.4. Con fecha 28 de mayo de 2025, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. concretó la venta de estas asociadas (ver nota 13).
(v) Con fecha 19 de noviembre de 2025, se materializó la liquidación de la sociedad Enel X Way Perú S.A.

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.i.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

El detalle de la sociedad que clasifica como negocio conjunto es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una "prueba de concentración" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras 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 subsidiaria, 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.

Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, 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. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias 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.

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

4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias 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 subsidiaria. 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.

5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas".

6. Cuando el Grupo pierde el control de una subsidiaria, cualquier inversión residual en la sociedad previamente controlada se vuelve a medir a su valor razonable en la fecha en que se pierde el control, registrando cualquier ganancia o pérdida resultante en el estado de resultado. Además, el Grupo contabiliza los montos anteriormente reconocidos en Otro resultado integral en relación con la subsidiaria sobre la cual se pierde el control, como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

2.8 Moneda Funcional

La moneda funcional de Enel Américas es el dólar estadounidense (US$), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares estadounidenses ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS$) o de millón (MMUS$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver nota 26.2).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se reexpresan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente. Los cambios en la inversión neta de la Sociedad en la subsidiaria que opera en una economía hiperinflacionaria, derivados de aplicación del método de reexpresión/conversión, se registran de la siguiente manera: (i) el efecto de reexpresión por inflación se reconoce directamente en el Patrimonio neto, en la cuenta "Otras reservas"; y (ii) el efecto de conversión se reconoce en Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión, dentro de los Estados de resultados integrales consolidados: Otro resultado integral.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo con los criterios establecidos en la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante los tres años anteriores.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, planta y equipo.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre del periodo (ARS/US$), de acuerdo con lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2023	211,41%
Desde enero a diciembre de 2024	117,76%
Desde enero a diciembre de 2025	31,55%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la nota 33.

Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

	al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2023
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso Argentino	1.455,00	1.250,90	1.032,00	915,43	294,68
Real Brasileño	5,50	5,58	6,19	5,39	4,99
Peso Chileno	907,13	950,43	996,46	943,74	839,91
Peso Colombiano	3757.08	4.046,76	4.409,15	4.074,65	4.323,87
Sol Peruano	3,37	3,56	3,77	3,75	3,74

Nota: La moneda funcional de las subsidiarias en Centroamérica es el dólar estadounidense.

3. Políticas contables aplicadas

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los presentes estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se valoran, con carácter general, a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente, al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver nota 16.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver nota 16.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver nota 24).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en resultados como costo del periodo en que se incurren.

Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo con los criterios establecidos en la nota 3.f.1.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, planta y equipo junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipo	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Planta y equipo:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y equipo de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Centrales Eólicas	16 – 35
Centrales Solares	16 – 40
Planta y equipo de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del periodo restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	62 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	Finalizado el 8 de enero de 2026
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	62 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	62 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	32 años	4 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Generadora de Occidente Ltda. (Generación)	Guatemala	2003	50 años	28 años
Tecnoguat S.A. (Generación)	Guatemala	2002	50 años	26 años
Generadora Montecristo S.A. (Generación)	Guatemala	2006	50 años	30 años
Renovables de Guatemala S.A. (Generación)	Guatemala	2012	50 años	36 años
Enel Fortuna S.A. (Generación)	Panamá	1998	50 años	23 años
Enel Renovable (Generación - Solar)	Panamá	Entre 2014 y 2022	40 años	Entre 29 a 36 años

(*) El Contrato de Concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón (centrales Chocón y Arroyito) venció el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no preveía extensión del plazo de la concesión ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). Sin embargo, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, el regulador realizó prorrogas periódicas del plazo de concesión, mediante las Resoluciones SE 574/2023, 815/2023, 2/2024, 33/2024 y 78/2024. Esta última resolución determinó que la concesionaria debería continuar a cargo del complejo hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones hasta el 11 de agosto de 2024, plazo de prórroga máximo previsto en el contrato de concesión (doce meses desde la fecha de vencimiento del contrato). El 9 de agosto de 2024, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 718/2024, otorgar a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón por un año adicional, esto es, hasta el 11 de agosto de 2025. Adicionalmente, en el mismo decreto se establecieron las condiciones del concurso público nacional e internacional que se llevó a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador. El 7 de agosto de 2025, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 564/2025, otorgar a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico con fecha máxima hasta el 31 de diciembre de 2025 inclusive o bien, hasta el perfeccionamiento del concurso público nacional e internacional que se llevaría a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador, lo que ocurriera primero. El Grupo operó finalmente el complejo eléctrico El Chocon hasta el 8 de enero de 2026. Para más detalle respecto del término de la concesión ver nota 40 i).

(**) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tenía como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, los cuales, a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportaban energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permitía a Enel CIEN operar las líneas Garabi I y Garabi II hasta el 31 de julio de 2022. En diciembre de 2022, se llevó a cabo una nueva subasta por la concesión de las líneas, siendo ganadora de la misma la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. De acuerdo con lo anterior, con fecha 31 de marzo de 2023, Enel CIEN dejó de operar la concesión de Gabari I y Garabi II. Para más detalle respecto a los efectos del término de la concesión, ver nota 5.6.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, planta y equipo, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, planta y equipo como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en nota 3.d.1).

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del periodo (ver nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en periodos anteriores se explican en la letra e) de esta nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles se reconocen en los resultados del periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) La concedente controla – a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera – cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o

- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver nota 8).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son principalmente las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	11 meses
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	2 años y 5 meses
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	2 años y 6 meses
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	31 años	22 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	6 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver notas 3.g.1 y 7).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta subsidiaria son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver notas 3.g.1 y 7).

Al final de cada periodo de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

Para más información relacionada con el proceso de renovación de las concesiones de nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, ver nota 35.5.b.(ii).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible 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 costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

d.3) Costos incrementales de obtener un contrato

El Grupo reconoce como activos intangibles los costos para obtener un contrato con un cliente solo si:

- Los costos son incrementales, es decir, son directamente atribuibles a un contrato identificado y el Grupo no los habría incurrido si no se hubiera obtenido el contrato; y
- El Grupo espera recuperarlos, a través de reembolsos (recuperabilidad directa) o del margen (recuperabilidad indirecta).

En particular, los costos capitalizados por el Grupo al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se relacionan fundamentalmente con costos para la adquisición de PPA de suministro y comisiones pagadas a agentes de venta, que cumplen los criterios de capitalización (ver nota 14).

Los activos reconocidos se amortizan de forma congruente con el patrón de transferencia al cliente de los bienes o servicios con los que se relacionan. El Grupo amortiza los activos reconocidos de forma lineal durante el periodo esperado de beneficio del contrato. Además, estos costos capitalizados se someten a pruebas de deterioro para identificar cualquier pérdida por deterioro en la medida en que el valor en libros del activo reconocido exceda la cantidad recuperable.

d.4) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso del mismo. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable 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 recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo 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 Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales 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. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones al 31 de diciembre de 2025 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2025	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso Argentino	2,0%	
Brasil	Real brasileño	3,2%	
Perú	Sol Peruano	2,8%	
Colombia	Peso colombiano	3,2%	
Costa Rica	Dólar estadounidense	2,3%	
Guatemala	Dólar estadounidense	3,8%	7,8%
Panamá	Dólar estadounidense	2,3%	

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2025 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2025	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso Argentino	30,0%	
Brasil	Real brasileño	10,3%	31,9%
Perú	Sol Peruano	12,4%	
Colombia	Peso colombiano	11,8%	13,7%
Costa Rica	Dólar estadounidense	7,9%	9,7%
Guatemala	Dólar estadounidense	10,0%	10,2%
Panamá	Dólar estadounidense	9,2%	16,7%

Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.

- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2025, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2024 no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2025 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

(i) Enel Distribución Sao Paulo.

La Compañía ha venido efectuado un monitoreo particular del valor recuperable de los activos de larga vida relacionados con Enel Distribución Sao Paulo, en consideración a determinados eventos y circunstancias de naturaleza operacional, regulatoria y jurídica que vienen observándose y afectando a nuestra subsidiaria. Entre ellos, se incluyen eventos climáticos severos que afectaron su área de concesión, la intensificación de fiscalizaciones y procesos administrativos conducidos por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), así como determinadas cuestiones relacionadas con el proceso de prórroga de la concesión (ver más información en nota 35.5.b).

Al cierre del ejercicio, el valor de uso asociado a la UGE de Enel Distribución Sao Paulo fue determinado sobre la base de una ponderación de escenarios establecidos por la Compañía, con el fin de considerar la incertidumbre regulatoria y jurídica descrita anteriormente. Asimismo, se evaluó la sensibilidad del cálculo del valor recuperable frente a variaciones razonablemente posibles, tales como tasas de descuento, en la ponderación de las probabilidades atribuidas a diferentes escenarios de renovación de la concesión y en las condiciones regulatorias aplicables al contrato de concesión. Con base en los análisis realizados, la Compañía concluyó que el valor recuperable de esta UGE es superior a su respectivo valor contable. Los activos relacionados con esta concesión de distribución de electricidad incluyen principalmente activos financieros, activos intangibles, plusvalía y activos en construcción, los cuales presentan un saldo de MUS$2.014.258, MUS$1.645.526, MUS$390.275 y MUS$327.417 al 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

Enel Américas continuará monitoreando la evolución de los aspectos regulatorios, operacionales y judiciales asociados a la concesión, incluyendo aquellos descritos en la nota 35.5.b), evaluando periódicamente la adecuación de los supuestos utilizados a la luz de la información disponible.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

f.1) Arrendatario

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de los activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones especificas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

f.2) Arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica 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 operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

g) 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 entidad.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver notas 3.i y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del periodo.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada periodo de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

> Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

  En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

> Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

  - Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. El Grupo considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

    Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:
    PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar mediante un modelo estadístico que considera, entre otras variables, el comportamiento de pago normalizado de los clientes en cada cluster, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva.
EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo con los criterios descritos en la nota 3.f.1.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- Coberturas de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.
  La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.

- El grupo ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1(i)).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y

- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver nota 3.q).

h) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

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 nivel 2, 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).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en nota 22.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas y negocios conjuntos (ver nota 2.5 y 2.6 respectivamente) se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo periodo sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros 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 que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” y respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

l) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del periodo.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso de existir obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero sobre las cuales la Sociedad tiene el derecho sustancial de diferir la liquidación durante al menos 12 meses al final del periodo sobre el que se informa, se clasifican como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del periodo se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, otro resultado integral o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro “Gasto por impuestos a las ganancias”, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

  - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
  - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

  Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver notas 2.3 y 27, y Anexo 3.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de obtener un contrato con un cliente y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato con un cliente. Estos costos se reconocen como un activo intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados (ver nota 3.d.3). Como solución práctica, los costos incrementales de obtener un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

s) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

4.1 Argentina

Descripción general y estructura de la industria

El sector eléctrico en Argentina se organiza en tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución. Cada uno de estos componentes desempeña un papel clave para garantizar el suministro eficiente y seguro de electricidad a los clientes finales. El sistema interconectado del país, conocido como el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), cubre la mayor parte del territorio nacional, mientras que algunas regiones cuentan con sistemas eléctricos aislados. El marco regulatorio eléctrico argentino está definido por Ley N° 24.065, que define una segmentación vertical para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La Ley N° 24.065 estableció las bases para la creación del Ente Regulador de la Electricidad ("ENRE"), la creación del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), la fijación de precios spot y determinación de tarifas para los segmentos regulados del sector.

Generación

El segmento de generación en Argentina está compuesto por empresas propietarias de centrales generadoras eléctricas que venden energía, a un precio establecido por el regulador y potencia al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), gestionado por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), que coordina el despacho y el equilibrio oferta-demanda. La generación renovable ha ganado protagonismo gracias a políticas como la Ley N° 27.191, que fija metas para su participación en la matriz energética.

Transmisión

El sector de transmisión en Argentina es un servicio público monopólico operado por empresas con concesiones estatales. Una concesionaria gestiona instalaciones de alta tensión y ocho operan media y alta tensión, conectando generación, distribución y grandes clientes. Las empresas de transmisión están autorizadas a cobrar peajes por sus servicios.

Distribución

La distribución eléctrica en Argentina es un servicio público monopólico operado por empresas con concesiones estatales o provinciales, obligadas a suministrar electricidad a los clientes finales en su área de concesión. Principales distribuidoras como Edenor y Edesur están sujetas a estrictas normativas de calidad y compensación. Las tarifas son reguladas por el ENRE mediante la Revisión Tarifaria Integral (RTI), que define cuadros tarifarios, duración y ajustes.

Clientes

Los clientes con demandas superiores a 30 kW son "grandes usuarios" y pueden negociar contratos directamente con generadores o comercializadores. El resto de los clientes está sujeto a tarifas reguladas para garantizar accesibilidad. Las distribuidoras reciben una remuneración por el servicio, conocida como VAD (Valor Agregado de Distribución).

Principales autoridades reguladoras

- Subsecretaría de Eléctrica: dicta lineamientos políticos y regula el funcionamiento del mercado mayorista
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): controla que la actividad del sector eléctrico, en general, se ajuste a los principios de la Ley Marco, y en particular el cumplimiento de los contratos de concesión

- Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA): participación de todos los agentes del mercado y aplica las normas dictadas por la SE que regulan el M.E.M. Realiza: el despacho Económico, la programación estacional de los precios y las transacciones económicas

Leyes del Sector Eléctrico

Marco legal - Normas que integran la Regulación:

- Ley Marco N° 24.065
- Decreto Reglamentario N° 1398/92
- Resoluciones de la SE sobre el MEM
- Resoluciones Reglamentarias del ENRE
- Contrato de Concesión
- Reglamento de Suministro

Normalización del Mercado Eléctrico

Con fecha 4 de julio de 2025, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) dictó el Decreto 450/2025, que aprueba las adecuaciones a las leyes No 15.336 y No 24.065, en el marco de las facultades delegadas al PEN por el artículo 162 de la Ley No 27.742 (Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos). Su objetivo principal es modernizar el marco regulatorio del sector eléctrico argentino para fomentar un mercado más competitivo, eficiente y transparente.

Con fecha 4 de julio de 2025, el PEN también dictó el Decreto 452/2025, mediante el cual se constituye el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad. Este nuevo ente funcionará en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y llevará a cabo todas las medidas necesarias para cumplir las misiones y funciones asignadas por las leyes No 24.076 y No 24.065 al ENARGAS y al ENRE, respectivamente.

El día 21 de octubre de 2025, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 400/2025 por la cual aprueba las Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva, que entrarán en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2025. Se introducen mecanismos basados en señales de precios marginales, se descentraliza progresivamente la gestión de combustibles por parte de los generadores, y se promueve la contratación bilateral en el Mercado a Término. Además, se establece una categorización de la demanda, diferenciando entre grandes usuarios y demanda estacionalizada (residencial y comercial menor a 300 kW), y se define la "Generación Asignada" como aquella destinada prioritariamente a abastecer esta última. El objetivo general es avanzar hacia un mercado eléctrico más eficiente, con menor intervención estatal directa, mayor participación privada y precios que reflejen los costos reales del sistema. Además, establece que las distribuidoras deberán contratar al menos el 75% de su demanda correspondiente a usuarios menores a 300 kW, pudiendo éstas ofrecer también energía a clientes con demandas mayores a 300 kW que opten por no migrar al Mercado Eléctrico Mayorista.

Normalización de las tarifas reguladas

Durante el 2025 se concluyó el proceso iniciado en 2024 por el ENRE sobre los procesos de revisión de tarifas de Transportista de Energía Eléctrica, Transportistas Independientes y las distribuidoras de jurisdicción nacional (todas empresas reguladas por el Organismo Nacional).

Distribuidoras de Jurisdicción Nacional

- EDESUR S.A. – Resolución ENRE N° 303/2025
- EDENOR S.A.– Resolución ENRE N° 304/2025

Transportistas en Alta Tensión

- TRANSENER – Resolución ENRE 305/2025

Además, se han promulgado ocho resoluciones para Transportistas por Distribución Troncal y nueve para Transportistas Independientes (TI).

Las resoluciones emitidas establecen esquemas de actualización mensual basados en índices oficiales de inflación, criterios de gradualidad y razonabilidad para moderar el impacto en las tarifas, estableciendo un incremento inicial y cuotas para completar el ingreso de forma tal que el valor económico fuese equivalente.

Y como es lógico en estos procesos, se incorporan factores de eficiencia y mecanismos de control orientados a garantizar la ejecución de inversiones y la calidad del servicio.

4.2 Brasil

Descripción general y estructura de la industria

En el Mercado Eléctrico Brasileño existen cinco categorías de agentes locales: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y los clientes/consumidores. Los tres segmentos de negocio de la industria -generación, transmisión y distribución, deben operar de manera interconectada y coordinada para suministrar electricidad a los clientes finales a un costo mínimo y dentro de los estándares de calidad y seguridad requeridos por las normas y regulaciones de la industria.

El Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas Aislados

El sistema eléctrico brasileño está compuesto por dos partes principales: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados. El SIN es una vasta y compleja red de generación y transmisión de energía eléctrica que cubre casi todo el territorio brasileño, interconectando las principales plantas de generación con centros de consumo en las diferentes regiones del país, permitiendo la distribución eficiente de la energía eléctrica. Alrededor del 98% de la carga total del país está integrada al SIN (77.242 MW medio de carga conectada y 205 GW de capacidad instalada de generación centralizada en 2024).

El SIN se alimenta de una combinación de fuentes de energía, predominantemente hidroeléctrica, pero también incluye generación térmica, eólica, solar y de biomasa. El Operador del Sistema Nacional (ONS) es responsable de coordinar y operar la red de transmisión, asegurando el equilibrio entre oferta y demanda. La interconexión interna permite que diferentes regiones del país compartan recursos energéticos, aumentando la resiliencia ante fallas y variaciones en la generación. Además, la operación coordinada permite optimizar la generación y despacho de energía, minimizando costos y maximizando la eficiencia.

Los Sistemas Aislados son redes eléctricas que no están conectadas al SIN y atienden principalmente a regiones remotas y de difícil acceso, como la Amazonía en la región norte del país. Estas zonas dependen de la generación local para su suministro eléctrico, cuya fuente es predominantemente termoeléctricas a diésel o gas natural.

Generación y Transmisión

La generación eléctrica opera en un mercado competitivo mediante contratos regulados con distribuidores regulados por medio de subastas centralizadas de energía o mediante contratos en el ambiente libre con comercializadoras o clientes no regulados (libres) por medio de contratos bilaterales. Las diferencias entre la producción y las ventas se negocian en el mercado de corto plazo (CCEE – Camara de Comercialización de Energía) y son valorados al Precio de Liquidación por Diferencias (PLD). Se desarrolla bajo concesión para grandes proyectos hidroeléctricos y autorización para plantas eólicas, solares, termoeléctricas y PCH, con acceso a redes de transmisión y distribución. Existe también la generación distribuida, sistemas de generación con capacidad instalada de hasta 0,75 MW (en el caso de microgeneración), o entre 0,75 MW y 3 MW para fuentes no despachables y 5 MW para fuentes despachables (en el caso de Minigeneración) que permite inyectar excedentes en la red de distribución y obtener créditos para compensar el consumo.

La transmisión funciona como monopolio público/privado regulado mediante concesiones subastadas, con ingresos anuales fijos, definidos por ANEEL (RAP), independiente del flujo eléctrico, aplicable a activos superiores a 230 kV. Hay descuentos en los ingresos anuales en caso de indisponibilidad de los activos.

Distribución y Comercialización

En Brasil, el mercado eléctrico se divide en dos ambientes: Ambiente de Contratación Regulada (ACR), donde distribuidoras compran energía vía subastas para consumidores cautivos, y Ambiente de Contratación Libre (ACL), donde consumidores libres negocian directamente con generadores y comercializadores.

La distribución de electricidad es un servicio público prestado bajo régimen de monopolio por concesionarias o titulares de permisos responsables de áreas geográficas definidas y obligadas a comprar energía en el mercado regulado. El sistema incluye redes de alta tensión (mayor o igual a 69 kV y menor a 230 kV), media tensión (mayor o igual a 2,3 kV y menos de 69 kV) y baja tensión (menos de 2,3 kV).

Desde 1995 existe el consumidor libre, que puede elegir su proveedor. El mercado se ha abierto progresivamente y a partir de enero de 2024 todos los consumidores de la alta tensión son elegibles para el mercado libre. En junio 2025 el marcado libre alcanzó 77 mil unidades representando 46% del consumo Nacional total de energía eléctrica. La reciente ley n°15.269, de 25 de noviembre de 2025, de modernización del sector eléctrico permite el último tramo de consumidores, los de baja tensión, a acceder al mercado libre a través del proveedor minorista: a partir de noviembre/2027 a clientes comerciales e industriales, y a partir de noviembre 2028 a los residenciales.

Los comercializadores autorizados energía eléctrica negocian energía tanto en el mercado regulado bajo condiciones definidas en las subastas o directamente en mercado libre bajo condiciones bilaterales negociadas. En 2025 operaban alrededor de 500 empresas de comercialización en Brasil.

Para más información relacionada con el proceso de renovación de las concesiones de nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, ver nota 35.5.b.ii).

Leyes del Sector Eléctrico

Actualizaciones

En 2025, el sector de electricidad fue impactado por varias normas e iniciativas regulatorias, siendo las más relevantes:

i) la Ley nº 15.235/2025, que reformuló la Tarifa Social de Electricidad con exención total de la tarifa para familias de bajos ingresos, con consumo hasta 80 kwh por mes y descuentos para comunidades rurales, indígenas y quilombolas. La ley también permitió la renegociación del Uso de Bienes Públicos (UBP), royaties pagados por las centrales hidroeléctricas, lo que permitirá recaudar recursos para reducir las tarifas para los consumidores regulados en las regiones Norte y Nordeste. Además, redistribuyó el costo de la energía de las centrales nucleares entre todos los consumidores (excepto los de bajos ingresos), que anteriormente solo pagaban los consumidores regulados.

ii) la Ley nº 15.269/2025, que reformuló el marco legal del sector eléctrico con establecimiento de cronograma de liberalización del mercado para clientes conectados a baja tensión (todavía necesitando reglamentación por ANEEL de los temas condicionantes), creación del proveedor de última instancia (SUI), previsión de regla de reembolso de los cortes de generación renovable pasados y futuro, posibilidad de renovación onerosa de concesiones de plantas hidroeléctricas por 30 años, fin del descuento de energía renovable para nuevos clientes libres, establecimiento de límite para algunos cargos sectoriales, nuevos criterios de autoconsumo, y regulación del almacenamiento de energía.

Histórico

- Ley N° 8.987/1995: define conceptos como: concesiones y permisiones, derechos del usuario, etc.
- Ley N° 9.074/1995: reforma del sector eléctrico brasileño, reglas para la concesión y autorización, entre otras.
- Ley N° 9.427/1996: creó la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y estableció la desverticalización del sector.
- Ley N° 10.438/2002: normas y procedimiento para la Contratación de Energía de Emergencia en situaciones de crisis de suministro, programa de Incentivos a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), entre otras.
- Ley N° 10.848/2004: Nuevo modelo regulatorio; separación entre regulación, operación y comercialización; entre otras.
- Ley N° 12.212/2010: estableció la Tarifa Social de Electricidad
- Ley N° 14.120/2021: eliminación gradual de los incentivos a la generación y consumo de energía eléctrica a partir de fuentes alternativas.
- Ley N° 14.300/2022: marco legal para la microgeneración y minigeneración distribuida (MMGD) y el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica (SCEE).
- Ley Nº 15.235/2025: Redefine las reglas de aplicación de la tarifa social, posibilita la renegociación del pago de uso de Bienes Público de algunas centrales y divide el coste de las centrales nucleares entre clientes libre y cautivos.
- Ley Nº 15.269/2025: Marco legal para liberalización del mercado para clientes conectados a baja tensión. Limita incentivos a renovables para nuevos clientes libres. Limita el aumento de cargos sectoriales. Trata los reembolsos relacionados a los cortes de generación renovable. Marco legal de los activos de almacenamiento de energía.

Principales autoridades reguladoras

- Ministerio de Minas y Energía – MME: fórmula, planifica e implementa la política energética nacional junto al CNPE.
- Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL: organismo autónomo vinculado al MME; regula y supervisa generación, transmisión, distribución y comercialización, garantiza calidad, tarifas justas y competencia.

- Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS: coordina y controla instalaciones de generación y transmisión en el SIN.
- Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE: opera el mercado eléctrico, liquida contratos regulados y libres, organiza subastas.
- Consejo Nacional de Política Energética – CNPE: asesora la Presidencia; define lineamientos de política energética y revisa la matriz.
- Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico- CMSE: monitorea seguridad y continuidad del suministro eléctrico.
- Empresa de Investigación Energética– EPE: empresa pública que realiza estudios e investigaciones para la planificación energética.

Remuneración y tarifas

Remuneración de los generadores

La remuneración de los generadores depende del tipo de contratación de su energía:

- Ambiente de Contratación Regulada (ACR): Participación en subastas reguladas donde ganan las ofertas más competitivas.
- Ambiente de Contratación Libre (ACL): Negociación libre de precios entre generadores y consumidores/comercializadores.
- Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot: Energía no contratada se vende al PLD, calculado según el Costo Marginal de Operación mediante modelos oficiales.

Tarifas de transmisión

La remuneración del servicio público de transmisión se regula bajo revenue cap, independiente del mercado. Los ingresos se determinan por: i) concesiones subastadas - menor valor ofertado en la subasta y; ii) por concesiones no subastadas (antiguas): revisión tarifaria cada cinco años.

Las tarifas son definidas por la ANEEL para (i) asegurar recursos suficientes para cubrir costos de transmisión, incluidas interconexiones internacionales, y (ii) aplicar señal localizada para cobrar más a los agentes que imponen mayor carga al sistema.

Tarifas de distribución

La remuneración del servicio público de distribución se basa en un régimen de price cap, con tres mecanismos de cambio tarifario: la Revisión Tarifaria Periódica (RTP), cada 4 o 5 años; el Reajuste Tarifario Anual (RTA); y la Revisión Tarifaria Extraordinaria, cuando hay que revisar el equilibrio económico financiero.

La tarifa se divide en Parcela A (costos no gestionables, transferidos íntegramente) y Parcela B (costos gestionables que remuneran inversiones y operación). El WACC, definido por ANEEL, determina la rentabilidad del capital, junto con la depreciación regulatoria de los activos. El mecanismo CVA compensa anualmente los descalces mensuales en los costos no gestionables de compra de energía, encargos y de la transmisión. Desde 2015, el sistema de Banderas Tarifarias aplica adicionales tarifarios por cobrar del consumidor cuando las condiciones de generación de electricidad debido a la hidrología no son buenas, lo que se refleja en un aumento del costo de generación.

4.3 Colombia

Descripción general y estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Colombiano está conformado por cinco tipos de agentes: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes clientes. Las actividades de generación, transmisión y distribución operan de manera interconectada y coordinada para garantizar el suministro de energía a los usuarios finales al menor costo posible y cumpliendo los estándares de calidad y seguridad establecidos.

El marco regulatorio del sector se fundamenta en las Leyes 142 y 143 de 1994, que definen los principios, políticas y mecanismos para la prestación, regulación, control y vigilancia del servicio público de electricidad, promoviendo un entorno de mercado competitivo y delimitando la intervención del Estado en las actividades del sector.

Generación y Transmisión

En Colombia, los negocios de generación eléctrica operan en libre competencia, con ventas al mercado mayorista (MEM) o mediante contratos bilaterales con grandes clientes. El negocio de transmisión es un monopolio regulado; las empresas que operan redes iguales o mayores a 220 kV conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN), deben garantizar acceso en igualdad de condiciones y reciben ingresos regulados por conexión y uso.

Distribución

La actividad de distribución es un monopolio natural de carácter regional, con una remuneración regulada por la CREG basada en criterios de eficiencia y calidad, cuyas tarifas se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente con el IPP, incluyendo el reconocimiento de inversiones aprobadas por el regulador. Por su parte, la actividad de comercialización se desarrolla en un entorno competitivo, permitiendo a las empresas, entre ellas Enel Colombia, suministrar energía tanto bajo el régimen regulado como mediante contratos a condiciones libremente pactadas.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es responsable de regular y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) vigila y controla a las empresas del sector; además, la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

Leyes del Sector Eléctrico

Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley N° 142) y Ley Eléctrica (Ley N° 143)

Las subastas de contratos de largo plazo de FNCER se sustentan en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014 y la Ley 1955 de 2019, cuyo artículo 296 obliga a los comercializadores a adquirir entre el 8 % y el 10 % de esta energía; este marco fue actualizado mediante la Ley 2099 de 2021, que consolidó el desarrollo de energías renovables no convencionales e incorporó beneficios tributarios. Adicionalmente, la normativa sobre pasivos ambientales establece disposiciones para su gestión y la creación de instancias de coordinación a nivel nacional, bajo la rectoría del Ministerio de Ambiente.

Principales normativas expedidas durante 2025

Generación

El Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 1072 de 2025, estableciendo la obligación para plantas hidroeléctricas de contratar al menos el 95% de su generación horaria y de contratar de forma interanual cantidades equivalentes a su Energía Firme. También propone lineamientos para definir mecanismos flexibles de contratación para el mercado regulado, junto con medidas de eficiencia energética y ajustes a los límites de contratación propia.

En este mismo contexto, el MME publicó el Decreto 1091 de 2025, que incorpora lineamientos de política pública para la contratación de largo plazo en generación, almacenamiento, transmisión, distribución y servicios complementarios. La norma privilegia mecanismos competitivos de contratación bajo criterios de transparencia y soporte técnico, habilitando mecanismos complementarios al Mercado de Energía Mayorista.

Distribución

La Comisión expidió la Circular CREG 124 de 2025, mediante la cual definió la metodología para el cálculo de las metas de calidad del servicio correspondientes a los años 2024 y 2025, habilitando la aplicación de lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

Mediante la Circular CREG 144 de 2025 se publicaron para comentarios los estudios y propuestas para la construcción de las bases metodológicas de remuneración de la actividad de distribución del próximo período tarifario, las cuales fueron finalmente adoptadas a través de la Resolución CREG 101 093 de 2025.

Comercialización

El Ministerio de Minas y Energía ordenó el giro de subsidios a la tarifa de energía correspondientes al primer trimestre de 2025 por un monto total de COP$0,6 billones (MUS$159 millones), distribuidos entre 26 comercializadoras. Posteriormente, el Ministerio ordenó un giro por COP$98 mil millones (MUS$26 millones), distribuido entre 17 comercializadoras.

La Superintendencia de Industria y Comercio emitió el Concepto de Abogacía de la Competencia No. 25-267888 de agosto de 2025 sobre el proyecto de metodología de la actividad de comercialización, en el cual formuló recomendaciones al regulador.

La Comisión expidió la Resolución CREG 101 081 de 2025, mediante la cual ajustó las reglas de garantías y prepagos derivadas de la Resolución CREG 101 076, armonizando los plazos semanales y mensuales, y precisando los criterios para el cálculo del ajuste semanal, con el objetivo de fortalecer la gestión financiera del MEM.

Finalmente, la Comisión publicó para comentarios, a través de la Circular CREG 189 de 2025, el documento "Revisión del Marco Normativo Aplicable a Convocatorias Públicas y Propuesta de Reconfiguración del Mercado de Contratos de Largo Plazo", en el cual se plantean tres alternativas para un mecanismo de contratación de energía a largo plazo entre generadores y comercializadores, orientado a reducir la exposición de la demanda regulada a la volatilidad del precio de bolsa. En este contexto, la Comisión expidió la Resolución CREG 101 082 de 2025, mediante la cual se creó un mecanismo permanente de compra de energía para empresas intervenidas o con fines liquidatorios, en administración o con fines liquidatarios, habilitando negociaciones directas hasta la finalización de la toma de posesión por parte de la SSPD.

Gas Natural

La Comisión publicó la Resolución CREG 102-015 de 2025, reglamentando aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural, y derogando el esquema anterior definido mediante la Resolución CREG 186 de 2020. Se determinan mejoras como: (i) mayor transparencia y supervisión, (ii) definición de nuevos tipos de contratos; y (iii) fortalecimiento del Mercado Secundario.

Otras normativas

La CREG publico la Resolución CREG 101 072 de 2025, estableciendo un marco regulatorio para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), abordando tanto los aspectos técnicos necesarios para su conexión y operación, los mecanismos económicos para la remuneración de sus excedentes y la comercialización de la energía generada, tanto en el SIN como en las Zonas No Interconectadas.

Por otro lado, fue expedida la Ley de Reforma laboral (Ley 2466 de 2025), incluyendo disposiciones sobre cambios a la jornada diurna, Recargo Dominical, Contrato de Aprendizaje (contrato laboral especial) y Cuota de personal discapacitado.

En el ámbito ambiental, se expidió la ley 2469 de 2025, relativa a la incorporación de los humedales al Sistema de Gestión de Riesgo de Desastres y al Sistema Nacional de Cambio Climático. De acuerdo con esta norma, y sujeto a la reglamentación que se expida posteriormente, podrían derivarse medidas adicionales relacionadas con la gestión y operación de los embalses en el país.

4.4 Costa Rica

Descripción general y estructura de la industria

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7593 del 2008 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado.

En Costa Rica, los agentes del mercado eléctrico incluyen generadoras, transmisoras, distribuidoras comercializadoras, grandes consumidores y agregadores. El ICE es un actor central, actuando como generador, transmisor y distribuidor en ciertas zonas, además de participar en transacciones regionales.

Generación y Comercialización

La generación y comercialización eléctrica es mixta, dominada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que produce la mayor parte, pero con una participación significativa de empresas privadas, cooperativas y empresas municipales (EPMs), que generan energía (a menudo renovable) y la venden al sistema nacional.

Transmisión

El servicio de transmisión es estatal. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es la empresa que administra el sistema nacional.

Distribución

La distribución eléctrica está mayormente a cargo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), propiedad del ICE, pero también participan empresas municipales y cooperativas.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) rector del subsector eléctrico, definiendo políticas públicas, priorizando la seguridad energética y supervisando la operación del sistema. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es quien regula y supervisa las tarifas y el cumplimiento de las normas del mercado eléctrico, armonizando la regulación con las políticas del MINAE. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es la empresa pública estatal, actor principal en la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Leyes del Sector Eléctrico

- Ley N°449 de 1949 es la Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), un decreto ley fundamental que estableció la entidad encargada de proveer energía eléctrica a nivel nacional, construyendo plantas hidroeléctricas y redes de transmisión para satisfacer la demanda y fomentar el desarrollo del país.
- Ley N° 7200 de 1990, autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, permitiendo a empresas privadas y cooperativas producir energía eléctrica en centrales de capacidad limitada (no más de 50 MW) para integrarla al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), promoviendo el desarrollo del sector eléctrico con fuentes renovables y fomentando la participación privada, bajo supervisión del ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) y regulaciones de ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos).
- Ley 7508 de 1995 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer) y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública.
- Ley 7593 del 2008 - Es la normativa que considera la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad como servicios públicos, otorga las facultades al regulador.
- Ley 9518 de 2018, incentivos y promoción para el transporte eléctrico, la cual tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.
- Ley 10086 de 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

Principales normativas expedidas durante 2025

Generación

• Resolución RE-0011-IE-2025, "Recurso de revocatoria interpuesto por el ICE a la resolución RE-001-IE-2025 con la aplicación anual de la Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Hidroeléctricos Privados" aplicables a las centrales Don Pedro y Río Volcán, donde se actualizan los siguientes límites: banda inferior 0,04851$USD/kWh y banda superior 0,08983 $USD/kWh. Con relación al año 2024, donde banda inferior fue de 0,04849 $USD/kWh y banda superior fue de 0,09261 $USD/kWh según la RE-0045-IE-2024, representan una variación de −0.41% y 3% respectivamente.

• Decreto Ejecutivo 44930-MINAE, que impulsa el sector de la energía renovable al declarar de interés público la incorporación acelerada de proyectos. Esta medida prioriza las instalaciones que entren en operación antes de 2029, autoriza la inversión privada en generación, transmisión y almacenamiento de energía, y flexibiliza los procesos de contratación energética en el país.

4.5 Guatemala

Descripción general y estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Guatemalteco está conformado por seis tipos de agentes: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios. Las actividades de generación, transmisión y distribución operan de manera interconectada y coordinada para garantizar el suministro de energía a los usuarios finales al menor costo posible y cumpliendo los estándares de calidad y seguridad establecidos. El marco regulatorio del sector se fundamenta en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) y sus reglamentos.

Generación y Comercialización

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía.

Transmisión y Distribución

La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función dictar la política energética, planes de expansión de la generación y la transmisión, aplicar la Ley general de electricidad (LGE); entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas; entre otras. El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el mercado mayorista mediante el cumplimiento del reglamento del AMM y sus normativas.

Leyes del Sector Eléctrico

• Decreto 93-96 – Ley General de Electricidad es la normativa que transformó el sector eléctrico, estableciendo un marco legal para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, buscando atraer inversiones, promover la competencia y garantizar el servicio a todos los sectores, superando las crisis de racionamiento anteriores y logrando una alta cobertura eléctrica

• Decreto 52-2003 – Ley de Incentivos para el Desarrollo de Energías Renovables: Fomenta proyectos de fuentes nuevas y renovables (hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa), el cual 0frece exenciones fiscales y certificados de reducción de emisiones para los proyectos, incentivando la inversión y diversificación.

Principales normativas expedidas durante 2025

Generación

Bandas Horarias:

Mediante la Resolución CNEE-85-2025, la CNEE define las nuevas bandas horarias para los periodos de máxima, media y mínima demanda, con aplicación a partir del 01 de mayo de 2026. La Resolución CNEE-389-2025 que aprueba las modificaciones a las normas de coordinación en concordancia con las nuevas bandas horarias definidas en la Resolución CNEE-85-2025, actualizando: NCC-1 Coordinación Del Despacho De Carga, NCC-2 Oferta Y Demanda Firme, NCC-3 Transacciones De Desvíos De Potencia, NCC-9 Peaje En Los Sistemas De Transporte, NCC-11 Informe De Costos Mayoristas y NCO-2 Coordinación De La Operación En Tiempo Real.

4.6 Panamá

Descripción general y estructura de la industria

El mercado eléctrico panameño es un sistema liberalizado desde 1999, enfocado en la competencia en generación, mientras la transmisión y distribución son monopolios naturales regulados. También existe la figura de Grandes Clientes para los consumidores con una demanda igual o mayor a 100kW.

El fundamento legal principal del mercado eléctrico panameño es la Ley 6 de 1997, que establece el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, creando un mercado competitivo basado en la oferta y demanda, y promoviendo la inversión privada y la participación de nuevas tecnologías, regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), con reformas posteriores para impulsar fuentes renovables y la equidad social.

Generación

El servicio de generación de energía en Panamá se compone de un mercado liberalizado con varias empresas generadoras incluyendo tecnología hidro, eólica, solar, biomasa y térmicas (bunker, gas natural y diésel).

Transmisión

El servicio de transmisión es realizado por la Empresa de Transmisión, S. A. (ETESA), entidad 100% estatal. Además, ETESA funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el mercado de contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución.

Distribución

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto, es regulada y esta distribuida en tres zonas de concesión.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es la Secretaría Nacional de Energía (SNE) que define la política energética y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones. El Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la empresa estatal ETESA, funge como operador y administrador del mercado mayorista de electricidad.

Leyes del Sector Eléctrico

- Ley 6 de 1997: Dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, permitiendo la participación de capital privado y estableciendo las bases del mercado. Esta ley se encuentra reglamentada por el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 2004: Fomenta la generación hidroeléctrica y otras fuentes renovables con incentivos fiscales.
- Decreto Ley 10 de 22 de febrero del 2006, que reorganiza la estructura y atribuciones del ente regulador de los servicios públicos y dicta otras disposiciones.
- Ley 44 de 2011 (modificada por Ley 18 de 2013): Crea incentivos para la construcción y explotación de centrales eólicas.
- Ley 37 de 2013 (modificada por Ley 38 de 2016): Establece el régimen de incentivos para la generación solar fotovoltaica.

Principales normativas expedidas durante 2025

Generación

- Resolución AN No. 19990-ELEC, que modifican artículos del "Reglamento de Transmisión", aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones. Se ajusta la proporcionalidad del Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión (CUSPTE) y de Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) asignado a la Generación y Demanda, el cual será cubierto 45% por la Generación y 55% por la Demanda (actualmente la proporción de Generación 30% y Demanda 70%). Para el periodo julio de 2025 - junio de 2029 estos cargos tendrán una proporcionalidad de 50% por la Generación y 50% por la Demanda, para el periodo julio de 2029 – junio de 2033.
- Resolución AN No. 20025-Elec, mediante la cual aprueba las medidas transitorias en virtud de la suspensión provisional del Pliego tarifario de ENSA (Grupo EPM) para el periodo del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026. La misma, autoriza a ENSA para informar a las empresas Generadoras que los pagos correspondientes a los contratos de suministro estarán realizándose en un plazo de 60 días (los contratos contemplan pagos a 30 días) a partir de las facturas emitidas en marzo de 2025, hasta que se resuelva la causa contenciosa administrativa o ASEP suspenda la medida.
- Resolución AN No.20579-Elec, que modifica la conformación de los miembros de comité operativo a partir de 2026. Se incluye un representante para los generadores renovables y los porcentajes mínimos para el reconocimiento de los Grandes Clientes. Esta modificación tiene un impacto positivo para los intereses del grupo, ya que con la inclusión de los generadores renovables se contará con una mesa de discusión más equilibrada y que vele por intereses de la generación solar y eólica.
- Resolución AN No. 20727-ELEC modifica artículos del "Reglamento de Transmisión". Se incluyen los indicadores de Confiabilidad de los Generadores con Esquemas de Desconexión Automática de Carga conectados al Sistema Principal de Transmisión que medirán cantidad y duración de interrupciones bajo este esquema.
- Acuerdo No.39 del Consejo Municipal de David, que establece un "Régimen especial de tributación municipal para los proyectos de generación y distribución de energía eléctrica en el distrito de David". Este acuerdo establece que todo proyecto y obras relacionadas a generación y distribución eléctrica cuyo monto de inversión supere Un Millón de dólares estará sujeto al pago de un impuesto municipal de edificaciones y reedificaciones de 5% del valor total de la obra/inversión. Por el momento no tiene impacto para el negocio, ya que la medida solo aplica el distrito de David donde no tenemos operaciones; sin embargo, este tipo de iniciativas pueden ser replicadas a nivel nacional.
- Resolución AN No.1448-ADM fija la Tasa de control, vigilancia y fiscalización que deben pagar los prestadores del servicio de electricidad para 2026 en 0.7312%. Esta tasa se aplicará al monto total de ingresos brutos del periodo fiscal del año 2025.

5. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

La composición y movimientos de los activos no corrientes mantenidos para la venta durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS		al 01.01.2024	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2024	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2025
Activos corrientes											
Efectivo y equivalentes al efectivo		166.345	(3.465)	(122.883)	(33.786)	6.211	(16.674)		-	10.463	-
Otros activos financieros corrientes		1.013	(596)	(380)	(37)	-	-		-	-	-
Otros activos no financieros corriente		40.641	(218)	(23.969)	(13.454)	3.000	(2.101)		-	(899)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		233.354	-	(271.765)	44.885	6.474	(7.087)		-	613	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente		8.935	-	(28.423)	19.488	-	-		-	-	-
Inventarios		101.727	-	(98.320)	12.389	15.796	(17.474)		-	2.846	1.168
Activos por impuestos corrientes		42.189	-	(71.709)	37.817	8.297	-		-	(8.297)	-
Activos corrientes totales	*[Subtotal]*	**594.204**	**(4.279)**	**(617.449)**	**67.302**	**39.778**	**(43.336)**	**-**	**-**	**4.726**	**1.168**
Activos no corrientes											
Otros activos financieros no corrientes		-	-	-	-	-	-		-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes		38.199	(36)	(32.800)	1.172	6.535	(6.096)		-	(439)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	-	3	101	104	(117)		-	13	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente		2.562	-	(41.465)	38.903	-	-		-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	-	(83.892)	83.892	-	-		-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía		107.401	(11)	(100.828)	(3.436)	3.126	(486)		(2.560)	1.411	1.491
Plusvalía		258.192	-	(258.192)	-	-	-		-	-	-
Propiedades, planta y equipo		3.032.216	(701)	(2.899.126)	(23.314)	109.075	(139.730)	6.533	(107.019)	131.141	-
Activos por derecho de uso		168.426	-	(74.054)	(6.994)	87.378	-		-	(87.378)	-
Activos por impuestos diferidos		18.862	(4.257)	(14.698)	93	-	-		-	-	-
Activos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**3.625.858**	**(5.005)**	**(3.505.052)**	**90.417**	**206.218**	**(146.429)**	**6.533**	**(109.579)**	**44.748**	**1.491**
TOTAL ACTIVOS		**4.220.062**	**(9.284)**	**(4.122.501)**	**157.719**	**245.996**	**(189.765)**	**6.533**	**(109.579)**	**49.474**	**2.659**

miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS		al 01.01.2024	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2024	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2025
Pasivos corrientes											
Otros pasivos financieros corrientes		463.735	-	(540.728)	142.704	65.711	(69.711)		-	4.000	-
Pasivos por arrendamientos corrientes		10.547	-	(10.525)	453	475	(1.711)		-	1.236	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		335.939	(100)	(267.457)	(59.408)	8.974	(7.290)		-	(1.684)	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		57.856	(5)	(14.370)	(42.483)	998	(1.024)		-	26	-
Otras provisiones corrientes		10.222	-	(11.596)	1.374	-	-	-	-	-	-
Pasivos por impuestos corrientes		62.258	-	(77.390)	20.742	5.610	(1.664)		-	(3.946)	-
Otros pasivos no financieros corrientes		62.593	(41)	(60.397)	(1.343)	812	(1.724)		-	912	-
Pasivos corrientes totales	*[Subtotal]*	**1.003.150**	**(146)**	**(982.463)**	**62.039**	**82.580**	**(83.124)**	**-**	**-**	**544**	**-**
Pasivos no corrientes											
Otros pasivos financieros no corrientes		552.296	-	(487.154)	(65.142)	-	-	-	-	-	-
Pasivos por arrendamientos no corrientes		14.751	-	(13.942)	(809)	-	(84)	-	-	84	-
Otras cuentas por pagar no corrientes		1.079	-	(1.055)	(24)	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes		30.710	-	(29.794)	820	1.736	-	-	-	(1.736)	-
Pasivo por impuestos diferidos		317.481	(201)	(296.589)	8.429	29.120	(29.120)	-	-	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		5.069	-	(4.928)	(141)	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes		18.334	-	(17.798)	(536)	-	-	-	-	-	-
Pasivos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**939.720**	**(201)**	**(851.260)**	**(57.403)**	**30.856**	**(29.204)**	**-**	**-**	**(1.652)**	**-**
TOTAL PASIVOS		**1.942.870**	**(347)**	**(1.833.723)**	**4.636**	**113.436**	**(112.328)**	**-**	**-**	**(1.108)**	**-**
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS		**2.277.192**	**(8.937)**	**(2.288.778)**	**153.083**	**132.560**	**(77.437)**	**6.533**	**(109.579)**	**50.582**	**2.659**

5.1 Operación de venta de subsidiaras operativas en Perú

Durante el ejercicio 2023, la Compañía inició un proceso tendiente a concretar la venta de sus subsidiaras operativas en Perú, las cuales participan en los negocios de distribución de energía eléctrica, generación de energía eléctrica y de soluciones energéticas avanzadas.

Este proceso evidenció un significativo avance durante 2024, de hecho, la venta de las principales subsidiarias se concretó. El detalle de las empresas contempladas en el proceso de venta y el estatus de éste se resume a continuación:

		Negocio	Estatus de proceso
Enel Generación Perú S.A.		Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Chinango S.A.	(i)	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Energética Monzón S.A.C.	(i)	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
SL Energy S.A.C.	(i)	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Compañía Energética Veracruz S.A.C.		Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Enel Distribución Perú S.A.A.		Distribución de energía eléctrica	Culminado. Junio 2024
Enel X Perú S.A.C.		Soluciones energéticas avanzadas	Culminado. Junio 2024
Enel Generación Piura S.A.		Generación de energía eléctrica	En marcha
Enel X Way Perú S.A.C.		Soluciones en movilidad eléctrica	Liquidada. Noviembre 2025

(i) Subsidiarias de Enel Generación Perú S.A.

A través de las distintas sociedades que componían el segmento de Generación en Perú, éste alcanzaba una capacidad instalada de 2.255 MW, que se distribuyen entre las siguientes tecnologías:

Generación térmica: Cuenta una capacidad instalada de 1.150 MW totales, que se componen de tres centrales con 8 unidades de generación. Estas magnitudes incluyen las que aporta Enel Generación Piura, que cuenta con una capacidad instalada de 319 MW, de una central que tiene 3 unidades de generación.

Generación hídrica: Cuenta con 8 centrales hidroeléctricas con una capacidad neta instalada de 794 MW, compuestas por dos embalses y 6 centrales con tecnología río de pasada.

Generación Eólica: El parque eólico Wayra, con una capacidad neta instalada de 132 MW está ubicado en el distrito de Marcona. Cuenta con 42 aerogeneradores de 3,15 MW cada uno.

Generación Solar: La Central Solar Fotovoltaica Rubí tiene una capacidad instalada neta de 179 MW, compuesta por 560.880 paneles solares que cubren 400 hectáreas del desierto de Moquegua.

Enel Distribución Perú S.A.A. es una distribuidora de energía peruana que opera en la zona norte de la ciudad de Lima. Su zona de concesión abarca 1.602 km2 y presta servicios a más de 1,5 millones clientes.

Enel X Perú S.A.C. ofrece tecnologías y servicios inteligentes, simples y rápidos para ayudar a distinto tipo de clientes, haciendo más inteligente decisiones sobre la forma en que se utiliza, crea, almacena y gestiona la energía.

Enel X Way Perú S.A.C. es una compañía participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. y se especializa en movilidad eléctrica sostenible con foco en el desarrollo de tecnologías, soluciones de movilidad flexible y carga eléctrica inteligente.

Antecedentes específicos

i) Proceso de venta de Enel Generación Perú y Compañía Energética Veracruz S.A.C.

Con fecha 21 de noviembre de 2023, Enel Américas y su filial peruana, Enel Perú S.A.C., celebraron un contrato en idioma inglés denominado "Purchase and Sale Agreement" ("PSA"), en virtud del cual acordaron vender a Niagara Energy S.A.C., sociedad peruana controlada por el fondo de inversiones global Actis, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Generación Perú S.A.A., equivalentes a un 66,50% de propiedad de Enel Perú S.A.C. y a un 20,46% de propiedad de Enel Américas, y por Compañía Energética Veracruz S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social de propiedad de Enel Perú S.A.C. (la "Compraventa").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Américas y de Enel Perú S.A.C. emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. y por Compañía Energética Veracruz S.A.C., quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del INDECOPI. La adquisición de las acciones de Compañía Energética Veracruz S.A.C. se materializaría en forma directa y la adquisición de las acciones de Enel Generación Perú S.A.A. se realizaría a través de una oferta pública de adquisición (OPA) de acuerdo con la legislación peruana.

Adicionalmente, con fecha 17 de abril de 2024, Enel Américas ejercitó una opción pactada en el PSA en virtud de la cual vendió a Enel Perú S.A.C. la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Generación Perú S.A.A., de manera tal que Enel Perú S.A.C. fuera el único vendedor por parte del Grupo Enel en la oferta pública de adquisición (OPA) previa efectuada por Niagara Energy de conformidad con la legislación peruana por el 100% de dichas acciones.

Con fecha 9 de mayo de 2024, (i) se perfeccionó la OPA y se adjudicaron las acciones emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. a la sociedad Niagara Energy S.A.C, y (ii) se transfirieron a Niagara Energy S.A.C. las acciones de Compañía Energética Veracruz S.A.C. El precio que Enel Perú S.A.C. recibió por la Compraventa ascendió MUS$ 1.287.889, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de Enel Américas de MUS$ 302.030.

ii) Proceso de venta de Enel Distribución Perú y Enel X Perú.

Con fecha 7 de abril de 2023, la filial de Enel Américas, Enel Perú S.A.C. celebró un contrato denominado "Share Purchase Agreement", en virtud del cual acordó vender a China Southern Power Grid International (HK) Co., Limited., la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social (la "Compraventa").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Perú S.A.C. emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A. y por Enel X Perú S.A.C., quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) de la República del Perú y la aprobación de las autoridades chinas competentes en materia de inversiones directas de salida (outbound direct investments - OID). La adquisición se materializaría en forma directa, no obstante, el comprador debería realizar una oferta pública de adquisición (OPA) sobreviniente de acuerdo con la legislación peruana.

Con fecha 21 de mayo de 2024 se cumplieron todas las condiciones suspensivas regulatorias a las cuales había quedado sometida la Compraventa, por lo que con fecha 12 de junio de 2024, nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social, a la sociedad China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd. El precio que Enel Perú S.A.C. recibió por la Compraventa ascendió MUS$ 3.088.714, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de Enel Américas de MUS$ 1.410.329.

Cabe consignar que, considerando el avance de proceso, lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" (NIIF 5) y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), durante el ejercicio 2023 la Compañía ya había reclasificado los activos y pasivos vinculados a los negocios en Perú como mantenidos para la venta y definido las operaciones en Perú como discontinuadas. Esto último implica que los resultados después de impuestos de las subsidiarias operativas en Perú se presentan, en términos comparativos, como un importe único y separado en los estados de resultados consolidados de Enel Américas, como ganancias procedentes de operaciones discontinuadas.

iii) Proceso de venta de Enel Generación Piura S.A.

Durante el segundo trimestre de 2025, considerando nuevas circunstancias vinculadas al proceso de venta de Enel Generación Piura, la Compañía concluyó que dejaban de cumplirse las condiciones establecidas en la NIIF 5 para clasificar los activos y pasivos de dicha subsidiaria como disponibles para la venta.

Como consecuencia de lo anterior, el estado de situación financiera consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025 incluye, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los activos no corrientes de Enel Generación Piura han sido valorados a su importe en libros antes de que fueran clasificados como mantenidos para la venta, ajustado por cualquier depreciación o amortización que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta. Esta medición implicó realizar un ajuste a los resultados acumulados de Enel Américas por un importe de MUS$ 9.839.

Por otra parte, los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025, también incluyen, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los resultados de dicha subsidiaria, correspondientes a los ejercicios 2024 y 2023, forman parte de los resultados consolidados de operaciones discontinuadas de Enel Américas a dichas fechas.

Enel Generación Piura, siguiendo las directrices establecidas en la NIIF 8 Segmentos operativos (NIIF 8), no representa un segmento de operación sobre el cual Enel Américas requiere presentar información por separado. Ver nota 34.

iv) Proceso de liquidación de Enel X Way Perú.

Enel X Way Perú, sociedad en la cual Enel Américas participaba en un 20%, fue liquidada con fecha 19 de noviembre de 2025 (ver en nota 13).

Información de las operaciones discontinuadas

a) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, asociadas a los activos y pasivos relacionados con las subsidiarias operativas en Perú, son las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Diferencias de cambio por conversión	-	(2.690)	101.271
Coberturas de flujo de efectivo	-	(552)	2.588
Total	**-**	**(3.242)**	**103.859**

b) Ingresos y gastos

Durante los ejercicios 2025, 2024 y 2023, todos los ingresos y gastos correspondientes de las subsidiarias operativas en Perú, mencionadas anteriormente, fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidados.

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de la Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Ingresos	-	721.696	1.707.852
Costos	-	(435.873)	(1.056.803)
Resultado de Explotación	**-**	**285.823**	**651.049**
Ingresos / (Costos) financieros	-	(14.390)	(41.587)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	**-**	**271.433**	**609.462**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	-	(91.086)	(214.505)
Ganancia (pérdida) despues de impuestos, operaciones discontinuadas	**-**	**180.347**	**394.957**
Ganancia en venta de operaciones discontinuadas, antes de impuestos	-	2.469.906	-
Gasto por impuestos a la ganancia en venta de operaciones discontinuadas	-	(757.547)	-
Ganancia en venta, despues de impuestos de operaciones discontinuadas	**-**	**1.712.359**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**-**	**1.892.706**	**394.957**
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a			
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	-	1.853.042	291.891
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	-	39.664	103.066
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**-**	**1.892.706**	**394.957**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	-	(52.824)	22.024
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	-	(1.918)	(551)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	-	990	842
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	**-**	**(53.752)**	**22.315**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	-	889	(307)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	**-**	**889**	**(307)**
Total Otro resultado integral	**-**	**(52.863)**	**22.008**

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución en Perú como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la nota 34 Información por segmento.

c) Flujos de efectivo

A continuación, se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las operaciones discontinuadas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO RESUMIDO	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	74.848	607.583
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(272.118)	(526.909)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	47.139	(10.562)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**-**	**(150.131)**	**70.112**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	(6.534)	4.083
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**-**	**(156.665)**	**74.195**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	-	162.876	88.681
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**-**	**6.211**	**162.876**

5.2 Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A.

Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar un proceso de venta del mismo.

Por lo anterior, al cierre del ejercicio 2023 y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos relacionados al proyecto eólico Windpeshi como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. (ver nota 16.c).iv).

Al 31 de diciembre de 2024, luego de análisis internos efectuados al proyecto, Enel Colombia registró una pérdida adicional por deterioro de activos por MCOP200.775.885, equivalentes a MUS$ 49.274 en dicha fecha.

Durante el primer semestre de 2025, considerando el avance del proceso venta del proyecto, la Compañía actualizó su estimación del valor recuperable y, derivado de este análisis, determinó que procedía revertir parcialmente la pérdida por deterioro registrada previamente, generando una utilidad de MCOP 25.697.629 (equivalentes a MUS$ 6.533).

El 7 de julio de 2025, se dio el cumplimiento de todas las condiciones precedentes para el perfeccionamiento de la venta en favor de Ecopetrol S.A. del 100% de la Compañía Wind Autogeneración S.A.S., sociedad controlada por Enel Colombia S.A. E.S.P., y propietaria del proyecto eólico de energía renovable Windpeshi. Esta venta se concretó a través de la suscripción de un contrato de compraventa de acciones, previa aprobación de su Junta Directiva en sesión de diciembre de 2024 y del cumplimiento de las condiciones precedentes, incluyendo autorizaciones regulatorias y de competencia. El perfeccionamiento de esta operación no generó efectos en resultados para Enel Américas.

5.3 Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.

Con fecha 6 de septiembre de 2023 nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. en conjunto con Enel Guatemala, S.A. y Generadora Montecristo S.A., subsidiarias de Enel Colombia ubicadas en Guatemala, suscribieron con el Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P, el contrato de compraventa para la enajenación del 100% de la participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable, S.A. ("Transnova").

Esta compañía se ubica en Guatemala y se dedica a la transmisión de energía eléctrica en este país. Fue creada para interconectar la energía generada por la hidroeléctrica Palo Viejo (operada por la subsidiaria Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. La sociedad cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Transmisora de Energía Renovable S.A. como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de esta sociedad superó a su correspondiente valor contable.

Con fecha 19 de octubre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus subsidiarias ubicadas en Guatemala finalizaron la venta del 100% de su participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable, S.A. al Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. El precio de venta fue de MCOP 148.794.000 correspondientes a MUS$ 33.518, generando una utilidad de MUS$ 3.169 (ver nota 32).

5.4 Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE

Las subsidiarias colombianas Usme ZE y Fontibón ZE fueron constituidas con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión de la explotación de la prestación del servicio público de transporte terrestre de pasajeros del Sistema Integrado de Transporte Público – SITP en su componente zonal para la unidad funcional adjudicada, cuyo contrato de concesión con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio-Transmilenio S.A. (en adelante TMSA), fue firmado el 27 de enero de 2021.

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE, cuyo objeto principal es realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. Los accionistas de esta entidad eran Enel Colombia S.A. E.S.P y Colombia ZE. A su vez, Colombia ZE fue constituida con un único accionista denominado Enel Colombia S.A. E.S.P.

De acuerdo con la adjudicación de estos contratos de concesión y dando alcance al acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. notificó a la compañía AMPCI EBUS DEVELOPMENTS LLC ("AMP") el cumplimiento de las condiciones para la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE y sobre las cuales "AMP" pagó el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de estas sociedades.

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer semestre del año 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS$12.929 al 31 de diciembre de 2022.

Con fecha 21 de abril de 2023, la filial colombiana de la Compañía, Enel Colombia S.A. E.S.P., finalizó la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE a AMPCI EBUS Developments LLC. El valor de la enajenación ascendió a MUS$ 7.149 y generó una utilidad de US$ 2 millones, de los cuales US$ 0,4 millones corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Colombia ZE en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas a partir de abril de 2023, luego de la operación de venta del 80% de participación mencionada en el párrafo anterior.

Posteriormente, con fecha 28 de mayo de 2025 Enel Colombia firmó un contrato de compraventa de las acciones de Colombia ZE S.A.S que poseía el Grupo, por un valor de MCOP 23.899.720 (MUS$ 5.906) al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S. y generó una utilidad de MUS$ 541 (ver nota 32); por lo anterior, se realizó la baja de la inversión en las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. (ver notas 2.5 iv y 13.1).

5.5 Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantenía avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en las subsidiarias argentinas que operan el negocio de generación térmica: Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud, sociedad matriz de Central Dock Sud.

Enel Generación Costanera está ubicada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW netos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851MW y 297MW netos, totalizando una capacidad instalada neta de 2.210MW.

Central Dock Sud está ubicada en el barrio de Avellaneda de la provincia de Buenos Aires y posee una central térmica, que tiene una capacidad total neta de 847MW; tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor; dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden un ciclo combinado.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al cierre del ejercicio 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Enel Generación Costanera e Inversora Docksud como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS$165.585 para el caso de Enel Generación Costanera y de MUS$ 149.603 para el caso de Inversora Dock Sud.

Posteriormente, con fecha 17 de febrero de 2023, Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó un acuerdo de venta a la empresa energética Central Puerto S.A. del 75,7% de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica Enel Generación Costanera. El valor de la enajenación ascendió a MUS$ 48.301, generando una pérdida en la venta por MUS$ 87.409, pérdida que fue registrada durante primer trimestre de 2023 y que se explica fundamentalmente por las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Enel Generación Costanera en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

En la misma fecha, Enel Américas firmó un acuerdo con Central Puerto para la venta del 41,2% de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica Central Dock Sud. Esta venta quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, entre las cuales se incluyó que la operación se efectuaría solo si los restantes accionistas minoritarios en Central Dock Sud, directos e indirectos, no ejercieran su derecho de compra preferente.

Con fecha 17 de marzo de 2023, YPF Luz, la empresa de energía eléctrica de YPF, notificó a Enel Américas su intención de ejercer su derecho de compra preferente de la totalidad de las acciones que la misma posee en Inversora Dock Sud S.A., haciendo el mismo extensivo a las acciones que Enel Américas poseía en Central Dock Sud S.A. a través de Enel Argentina. Asimismo, en la misma fecha, Pan American Sur S.A. comunicó a Enel Argentina su intención de ejercer su derecho de compra preferente sobre las acciones que esta poseía en Central Dock Sud.

Con fecha 14 de abril de 2023, habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, se perfeccionó la venta de la participación que el Grupo ostentaba en Central Dock Sud. El valor de la enajenación ascendió a MUS$ 52.352 y generó una pérdida de MUS$ 193.340 (ver nota 32), la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Central Dock Sud en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

5.6 Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN

En diciembre de 2022, la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) fue nombrada ganadora del lote 5 ofrecido en la Subasta de Transmisión efectuada por ANEEL, lo que implicó que esa compañía se adjudicara la concesión del servicio público de transmisión de las líneas Garabi I y Garabi II.

De acuerdo con los términos establecidos en el contrato de concesión, la responsabilidad por los bienes y servicios prestados es exigible al ganador de la subasta a partir de la firma del contrato de concesión, junto con todas las obligaciones y cargos por la prestación del servicio público de transmisión. Teniendo en cuenta que la firma del contrato estaba prevista para el día 31 de marzo de 2023, hasta esa fecha Enel CIEN fue responsable de la ejecución del contrato de concesión.

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al 31 de diciembre de 2022, la compañía reclasificó los activos de Enel CIEN relacionados con la concesión como mantenidos para la venta.

La firma del contrato se llevó a cabo durante el primer trimestre del 2023, procediéndose a la baja de los activos vinculados a la concesión de las líneas de transmisión. Durante el primer trimestre del 2023 Enel Cien recibió la indemnización por la transferencia de activos por un monto de BRL 871 millones (MUS$ 176.942) y obtuvo una ganancia de MUS$ 106.975 (ver nota 32). El valor contable de los activos de Enel CIEN vinculados a la concesión ascendía a MUS$ 65.074 al 31 de diciembre de 2022.

5.7 Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC).

El 12 de julio de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. y SMN Termo Cartagena suscribieron un acuerdo de compraventa de los activos de la Central Térmica Cartagena y del 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., concesionaria de los Permisos Portuarios indispensables para las necesidades de operación de la Central Térmica Cartagena.

Esta central termoeléctrica, ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, cuenta con una capacidad instalada de 203 megavatios (MW) y genera energía mediante el uso de gas y/o combustible líquido.

Por lo anterior, y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos y pasivos de la SPCC como mantenidos para la venta.

Cabe señalar que previamente, en diciembre de 2022 el valor en libros de Propiedades, planta y equipo excedía su valor recuperable, por lo cual se registró una pérdida de deterioro por MCOP 283.266.920 (equivalentes a MUS$66.686 al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022) y en julio de 2023 se procedió a revertir parcialmente el deterioro registrado en diciembre 2022 por MUS$ 32.821 (ver nota 30.b).

Posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2023 se perfeccionó la venta, fecha desde la cual SMN asumió la propiedad, administración y operación de la planta generadora de energía y la concesión portuaria.

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Efectivo en caja	17	105
Saldos en bancos	1.273.949	651.220
Depósitos a corto plazo	596.557	2.397.938
Otros instrumentos de renta fija	33.880	26.822
Total	**1.904.403**	**3.076.085**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a inversiones con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Peso chileno	764	1.132
Peso argentino	16.628	12.360
Peso colombiano	207.686	201.930
Real brasileño	844.045	635.865
Sol peruano	21.493	564.284
Dólar estadounidense	813.774	1.660.488
Euro	13	26
Total	**1.904.403**	**3.076.085**

Para más detalles acerca del Estado de Flujos de Efectivo, ver a continuación:

c) Detalle de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en Estado de Situación Financiera, y el Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Efectivo y Equivalentes al Efectivo (estado de situación financiera)	1.904.403	3.076.085	1.500.184
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	-	-	3.469
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a operaciones discontinuadas (*)	-	6.211	162.876
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	**1.904.403**	**3.082.296**	**1.666.529**

(*) Ver nota 5.

d) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) **(1)**	(2.256.672)	(2.168.379)	(1.918.412)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Crédito Fácil Codensa **(2)**	(483.214)	(627.338)	(383.558)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) **(3)**	(1.039.363)	(799.110)	(1.044.596)
Otros pagos varios de actividades de operación **(4)**	(606.389)	(691.637)	(429.704)
Total otros pagos por actividades de operación	**(4.385.638)**	**(4.286.464)**	**(3.776.270)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS$1.572.061, MUS$1.611.804 y MUS$1.503.968 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a

trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS$229.474, MUS$305.592 y MUS$307.317 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS$6.752, MUS$21.502 y MUS$89.766 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

(2) Nuestra subsidiaria colombiana Enel Colombia, firmó unos acuerdos con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Enel Colombia. En virtud de estos acuerdos, Enel Colombia administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Enel Colombia emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10.438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

e) La siguiente tabla presenta el detalle de "Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios" en el Estado de Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Efectivo recibido por la venta de Compañías peruanas (ver nota 5.1)	-	4.376.603	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Compañías peruanas que salieron del Grupo (ver nota 5.1)	-	(122.885)	-
Efectivo recibido por la venta de Enel Generación Costanera S.A. (ver nota 5.5)	-	-	48.301
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Generación Costanera S.A. que salió del Grupo (ver nota 5.5)	-	-	(15.205)
Efectivo recibido por la venta de Dock Sud S.A. (ver nota 5.5)	-	-	52.352
Efectivo y equivalentes al efectivo de Dock Sud S.A. que salió del Grupo (ver nota 5.5)	-	-	(25.243)
Efectivo recibido por la venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE (ver nota 13 y 5.4)	5.906	-	8.956
Efectivo y equivalentes al efectivo de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE que salió del Grupo (ver nota 5.4)	-	-	(1.871)
Efectivo recibido por la venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (ver nota 5.7)	-	-	1.154
Efectivo y equivalentes al efectivo de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. que salió del Grupo (ver nota 5.7)	-	-	(1.151)
Efectivo recibido por la venta de Transmisora de Energía Renovable (ver nota 5.3)	-	-	33.518
Efectivo y equivalentes al efectivo de Transmisora de Energía Renovable que salió del Grupo (ver nota 5.3)	-	-	(12.371)
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	**5.906**	**4.253.718**	**88.440**

f) Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros

Al 31 de diciembre de 2023, corresponde a cobro de mutuos que la sociedad Enel Distribución Goiás adeudaba a nuestra subsidiaria Enel Brasil, por un total de MUS$1.293.750 y que fueron pagados durante el ejercicio 2023. Cabe destacar que durante el año 2023 se recaudaron MUS$ 1.421.585 por pago de esta deuda.

g) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2025	**1.222.962**	**4.226.640**	**214.856**	**(247.072)**	**5.417.386**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	1.036.585	1.591.991	-	36.602	2.665.178
	Utilizados	(2.283.469)	(27.532)	(85.160)	-	(2.396.161)
	Intereses Pagados	(466.086)	(94.134)	(6.985)	-	(567.205)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(1.712.970)**	**1.470.325**	**(92.145)**	**36.602**	**(298.188)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	350.220	(69.051)	(3.753)	(41.605)	235.811
	Diferencias de cambio	228.457	475.650	29.918	5.878	739.903
	Costos financieros (1)	598.890	6.663	39.002	38.368	682.923
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	180.559	-	180.559
	Otros cambios	1.573.831	(1.519.046)	(5.665)	8.350	57.470
	Saldo final al 31.12.2025	**2.261.390**	**4.591.181**	**362.772**	**(199.479)**	**7.015.864**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 10.1. b)	16.269	16.800	-	-	33.069
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 19.a)	2.208.230	4.573.578	-	-	6.781.808
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 22.2.a)	36.891	803	-	(199.479)	(161.785)
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 20)	-	-	362.772	-	362.772
	Saldo final al 31.12.2025	**2.261.390**	**4.591.181**	**362.772**	**(199.479)**	**7.015.864**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2024	**3.021.503**	**5.344.002**	**196.005**	**(186.700)**	**8.374.810**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	1.223.326	1.184.956	-	21.584	2.429.866
	Utilizados	(3.592.710)	(618.420)	(64.893)	-	(4.276.023)
	Intereses Pagados	(647.144)	(91.084)	-	-	(738.228)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(3.016.528)**	**475.452**	**(64.893)**	**21.584**	**(2.584.385)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	(154.853)	(36.198)	(1.467)	2.790	(189.728)
	Diferencias de cambio	(215.524)	(626.226)	(41.305)	(39.237)	(922.292)
	Costos financieros (1)	627.870	2.566	28.601	(45.066)	613.971
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	99.813	-	99.813
	Otros cambios	960.494	(932.956)	(1.898)	(443)	25.197
	Saldo final al 31.12.2024	**1.222.962**	**4.226.640**	**214.856**	**(247.072)**	**5.417.386**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 10.1. b)	249.213	44.332	-	-	293.545
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 19.a)	939.324	4.182.308	-	-	5.121.632
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 22.2.a)	34.425	-	-	(247.072)	(212.647)
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 20)	-	-	214.856	-	214.856
	Saldo final al 31.12.2024	**1.222.962**	**4.226.640**	**214.856**	**(247.072)**	**5.417.386**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2023	**2.113.278**	**6.123.813**	**211.591**	**(150.594)**	**8.298.088**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	2.222.859	1.075.276	-	31.683	3.329.818
	Utilizados	(2.908.004)	(22.706)	(49.518)	-	(2.980.228)
	Intereses Pagados	(802.015)	(48.920)	(6.478)	-	(857.413)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(1.487.160)**	**1.003.650**	**(55.996)**	**31.683**	**(507.823)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	(74.759)	44.653	-	30.654	548
	Diferencias de cambio	258.115	568.017	21.273	(42.646)	804.759
	Costos financieros (1)	945.152	6.271	23.813	(57.884)	917.352
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	21.341	-	21.341
	Otros cambios	1.266.877	(2.402.402)	(26.017)	2.087	(1.159.455)
	Saldo final al 31.12.2023	**3.021.503**	**5.344.002**	**196.005**	**(186.700)**	**8.374.810**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.337.499	305.153	-	-	1.642.652
	Préstamos que devengan intereses	1.501.681	4.963.859	-	-	6.465.540
	Cobertura de flujos deuda	182.323	74.990	-	(186.700)	70.613
	Pasivos por arrendamientos	-	-	196.005	-	196.005
	Saldo final al 31.12.2023	**3.021.503**	**5.344.002**	**196.005**	**(186.700)**	**8.374.810**

(1) Corresponde al devengo de intereses.

7. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	59.282	176.795	3	3
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	14.704	4.836	48.599	46.167
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	5.394.680	4.070.016
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	18.468	11.576
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	14.618	12.385	305.166	270.905
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	66.265	66.709	133.941	190.478
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	4.089	4.243	-	-
Total	**158.958**	**264.968**	**5.900.857**	**4.589.145**

(1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 31 de diciembre de 2025 son MUS$ 1.775.115 (MUS$ 1.351.415 al 31 de diciembre de 2024), MUS$ 1.570.412 (MUS$ 1.170.025 al 31 de diciembre de 2024), MUS$ 2.014.258 (MUS$ 1.508.884 al 31 de diciembre de 2024) y MUS$ 34.895 (MUS$ 39.692 al 31 de diciembre de 2024), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver nota 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.

Para más información relacionada con el proceso de renovación de las concesiones de nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, ver nota 35.5.b.ii).

(3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Volta Grande, EGP Paranapanema y EGP Mourao, ver nota 3.d.1.

(4) Ver nota 22.2.a)

(5) Ver nota 22.2.b)

8. Otros activos y pasivos no financieros

a) La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	85.848	37.619	122.077	117.001
Servicios en curso prestados por terceros	-	4.573	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	72.807	43.672	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	262.616	209.335
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	693.321	499.813
Impuesto por recuperar PIS/COFINS (2)	135.210	154.612	805.676	742.174
Gastos pagados por anticipado	20.399	29.378	-	-
Otros	174.179	147.293	85.370	68.989
Total	**488.443**	**417.147**	**1.969.060**	**1.637.312**

(1) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Pérdida por deterioro

Durante el ejercicio 2025, el Grupo realizó una evaluación de las expectativas de recuperación económica asociadas a ciertos importes registrados como Activos en Construcción CINIIF 12, relacionados con proyectos en ejecución clasificados como obras en curso. Esta evaluación resultó del seguimiento periódico de las condiciones económicas, regulatorias y operativas aplicables a los proyectos. Como resultado de este análisis, la Compañía identificó, para proyectos específicos y evaluados individualmente, una reducción sustancial en las expectativas de un retorno económico futuro, principalmente debido a cambios en el entorno regulatorio y a una mayor incertidumbre respecto al reconocimiento y momento de la recuperación de estas inversiones. Estos cambios comenzaron a estar evidentes a lo largo de 2025 y no estaban presentes ni eran medibles en años anteriores.

En vista de este escenario, la Administración ajustó los importes de determinados proyectos registrados como Activos en Construcción para reflejar de forma más adecuada la estimación actualizada de los beneficios económicos futuros esperados, teniendo en cuenta las condiciones actuales. El monto contabilizado al cierre del ejercicio 2025 como pérdida por deterioro ascendió a MBRL 274.840 (MUS$ 49.308) (ver nota 30.b).

(2) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha. La decisión fue publicada en el diario oficial el 9 de septiembre de 2021.

Nuestras subsidiarias en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará S.A. los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los periodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará S.A. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación

similar por el periodo enero 2015 en adelante. Por último, durante septiembre de 2021 Enel Distribución Río recibió la misma notificación, abarcando los derechos que surgen por el período de diciembre de 2003 en adelante.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Río S.A. reconocieron activos por MUS$483.714 y MUS$457.172, respectivamente, al 31 de diciembre de 2025 (MUS$441.695, y MUS$434.377, respectivamente, al 31 de diciembre de 2024). Por su parte, Enel Distribución Ceará S.A. ha compensado totalmente el crédito al 31 de diciembre de 2025 (MUS$20.714 al 31 de diciembre de 2024).

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. Por su parte, la transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías. Con fecha 25 de julio de 2025 la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) publicó la resolución 2.023/2025, la cual estableció la metodología para la devolución a los clientes de los créditos fiscales antes señalados, resolución que no modificó el procedimiento que se venía realizando en los procesos tarifarios desarrollados entre los años 2022 y 2025, los que ya contemplaban la devolución parcial de dichos montos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia y seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte" (ver nota 35.3.47).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	208.709	172.386	25.245	27.365
Ingresos diferidos por venta de energía (1)	116.746	-	200.096	-
Otros	1.650	16.059	2.401	3.733
Total	**327.105**	**188.445**	**227.742**	**31.098**

(1) Ingreso anticipado relacionado con acuerdos de venta de energía, firmado por nuestras subsidiarias Enel Trading Brasil y Enel Colombia.

9. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**4.545.178**	**3.618.366**	**412.966**	**243.926**
Deudores comerciales, bruto	4.253.177	3.352.951	52.485	102.105
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	6.205	5.145	58.734	51.294
Otras cuentas por cobrar, bruto	285.796	260.270	301.747	90.527

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**3.352.854**	**2.675.966**	**378.594**	**216.447**
Deudores comerciales, neto	3.066.607	2.416.085	49.978	100.775
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	2.174	2.787	31.060	28.237
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	284.073	257.094	297.556	87.435

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Anticipos a proveedores	55.688	48.489	49.351	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	109.884	102.231	-	-
Activos Sectoriales - No Corriente (ii)	-	-	158.673	9.186
Cuentas por cobrar al personal	7.362	6.541	14.852	11.285
Cuentas por cobrar a Cental Vuelta Obligado S.A. (iii)	29.095	28.660	38.807	66.964
Cuentas por cobrar mecanismo de subsidios y contribuciones	18.998	-	-	-
Cuenta por cobrar a Ecopetrol (iv)	-	-	33.779	-
Float bancario	35.360	30.726	-	-
Otras	27.686	40.447	2.094	-
Total	**284.073**	**257.094**	**297.556**	**87.435**

(i) Corresponde al valor que se transferirá desde el estado brasileño a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, para cubrir los descuentos aplicados a las tarifas energéticas de clases específicas de consumidores, denominados de "baja renta". Los recursos provienen de la Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE") y son aprobados por ANEEL en el proceso de reajuste anual de tarifas.

(ii) Activos sectoriales Brasil

Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras subsidiarias de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos periodos de concesión (ver nota 8 (1)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que la realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

(iii) Cuentas por cobrar de Enel Generación Chocón S.A. a Central Vuelta Obligado S.A. (ver nota 35.5.a.(i)).

(iv) Corresponde a la transacción de venta del proyecto eólico Windpeshi, que nuestra subsidiaria Enel Colombia efectuó a Ecopetrol S.A., protocolizada el 7 de julio de 2025, cuyos saldos por cobrar son pagaderos en enero de 2027 y septiembre de 2029 (ver nota 5.2).

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la nota 10.1.

b) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Con antigüedad menor de tres meses	400.061	319.610
Con antigüedad entre tres y seis meses	97.513	91.376
Con antigüedad entre seis y doce meses	72.762	63.214
Con antigüedad mayor a doce meses	367.822	290.869
Total	**938.158**	**765.069**

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente y No Corriente
Saldo al 1 de enero de 2024	**1.118.956**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	288.724
Montos castigados	(168.883)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(268.918)
31 de diciembre de 2024	**969.879**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	361.408
Montos castigados	(215.300)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	110.709
31 de diciembre de 2025	**1.226.696**

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar ascendieron a MUS$ 361.408 al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de un 25,2% respecto a la pérdida de MUS$ 288.724 registrada al 31 de diciembre de 2024 (ver nota 30.b). Este aumento por un monto de MUS$72.684, se explica principalmente por un aumento de la pérdida crediticia esperada en los negocios de distribución de Argentina y Brasil, principalmente en el segmento de clientes residenciales.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 12 meses en Argentina y Colombia y 24 meses en Brasil. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 21.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N°715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 3.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 3.1.

10. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No Corrientes	
						al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	361	117	2	3
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	2	1	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	3.783	3.258	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	1	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	413	381	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	147	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	922	818	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	5	8	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	114	99	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	23	25	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	106	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	426	668	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	170	-	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	54	46	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	143	121	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	364	330	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	139	123	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	81	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	54	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	58	51	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	7	6	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	491	436	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.852	1.727	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	COP	Otros servicios	43	24	-	-
Extranjera	Enel X North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	137	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	195	173	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	64	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	2.638	1.544	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	147	133	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	394	52	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	250	478	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	335	297	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	1.913	1.524	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	374	421	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	487	427	-	-
Extranjera	Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	1	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	223	-	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	313	278	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	398	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudáfrica	Matriz Común	US$	Otros servicios	675	664	-	-
Total						**17.558**	**14.975**	**2**	**3**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No Corrientes	
						al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	156	193	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	15	-	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	119	168	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	4.845	4.324	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	20.493	4.854	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.470	521	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	5.709	2.944	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	68	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	1.932	1.883	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	2.915	937	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	61	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	750	750	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	186	169	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Compra de Materiales	17	17	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	167	134	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	164	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	7	7	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	29	7	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	621	621	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	2.193	1.917	-	-
Extranjera	Enel X Way Colombia SAS	Colombia	Asociada	COP	Otros servicios	-	774	-	-
Extranjera	Enel Green Power El Salvador	El Salvador	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	-	6.945	6.945
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	17	15	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	115	101	-	-
Extranjera	Endesa Capital S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	82	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	198	79	-	-
Extranjera	Endesa S.A	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	410	416	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	70	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	421	485	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	283	283	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Préstamos por pagar	-	84.534	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US$	Préstamos por pagar	12.822	12.597	16.800	44.332
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Préstamos por pagar	-	148.909	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	1.981	-	-
Extranjera	Consorzio Dap	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.009	-	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	32	28	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	2	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	66	175	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	18.967	15.603	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	6.739	5.469	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	-	4.849	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.402	1.582	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	1.442	947	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	15	38	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	3.798	2.375	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	4.782	3.056	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	28.554	85.477	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	11.314	7.502	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	34	46	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.114	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	54.098	43.713	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	352	3.924	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.944	8.434	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	90.647	45.255	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	55.870	28.697	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	714	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	-	12.906	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	45	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	160	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	445	283	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	192	257	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	304	257	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	105	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	-	27	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.078	1.356	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	-	29	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	242.193	639.056	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	5.270	8.483	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	3.398	3.154	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US$	Servicio de Garantía financiera	49	19	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	27.996	38.973	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	28.758	14.908	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	52	46	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	33	29	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	2.246	5.886	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	19.280	10.076	-	-
Extranjera	Gridspertise S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	98	-	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	49	168	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	595	595	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	942	1.110	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	21	19	-	-
Total						**671.241**	**1.265.725**	**23.745**	**51.277**

(*) Ver nota e) a continuación.

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Administración e Informáticos	(5.745)	(8.051)	(11.282)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(12.711)	(68.544)	(92.220)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(2.690)	(3.724)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(5.233)	(2.792)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(5.413)	(2.769)	(3.164)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(9.327)	(10.108)	(13.762)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(32.040)	(21.705)	(24.437)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(11.717)	(3.691)	(12.954)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(2.418)	(2.599)	(3.159)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(5.779)	(15.376)	(25.416)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(2.932)	(1.640)	(2.119)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(13.286)	(10.728)	(10.995)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	(4.295)	(12.744)	(10.777)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(4.787)	(9.227)	(5.302)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(2.486)	-	-
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	-	-	(9.818)

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US$ 2.000.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas:

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados para préstamos por pagar al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 31.12.2025								
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	9,89%	623	10.092	**10.715**	9.873	9.032	-	-	-	**18.905**
Total					**623**	**10.092**	**10.715**	**9.873**	**9.032**	**-**	**-**	**-**	**18.905**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 31.12.2024								
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	BRL	13,80%	82.633	-	**82.633**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	EUR	3,82%	113.682	30.316	**143.998**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	9,69%	2.374	15.470	**17.844**	15.682	14.531	13.384	4.039	7.150	**54.786**
Total					**198.689**	**45.786**	**244.475**	**15.682**	**14.531**	**13.384**	**4.039**	**7.150**	**54.786**

e) Transacciones significativas Enel Américas

> El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 750 millones, a una tasa fija de 3,4% anual, con pago de interés anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 14 de febrero de 2024.

- El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento 17 de abril de 2023.

- El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 1 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 8 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías,

con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 3 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 20 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 45 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 1 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 73 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,81%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 13 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 40 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 13 de octubre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 14 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 55 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,65%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 16 de diciembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 28 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 160 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,06%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 4 de febrero de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €63 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,76%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 8 de abril de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €29,3 millones, a una tasa EUR all-in rate de 2,12%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 20 de octubre de 2022 Enel Finance International NV formalizó un contrato de línea comprometida multiempresas con Enel Brasil, Dx Ceara, Dx Sao Paulo, Dx Rio, Enel Trading y Enel X denominada en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 5 de octubre de 2023. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento.

- El 28 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €185 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,35%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 13 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de € 49 millones, a una tasa EURLIBOR +80 bps, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 12 de junio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 3 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,8%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de enero de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 6 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €88 millones, a una tasa EUR all-in rate de 4,2%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de febrero de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 10 de noviembre de 2023 Enel Finance International NV formalizó un contrato de línea comprometida multiempresas con Dx Sao Paulo denominada en euros por un monto de EUR 150 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 20 de octubre de 2025. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento.

- El 21 de diciembre de 2023, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD $700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o

6M más un margen 1,25%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de junio de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad el día de su vencimiento 21 de junio de 2024.

- El 12 de febrero de 2024, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD 500 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,60%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 12 de febrero de 2027. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2025 esta línea no se encuentra girada.

- El 21 de junio de 2024, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD $700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de diciembre de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada y cerrada anticipadamente el 19 de julio de 2024.

- Al 31 de diciembre de 2025, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US$3,19 millones, a una tasa de interés variable que oscila entre 0,48% y 0,85% sobre el monto garantizado y según el plazo otorgado. Estas garantías cubren principalmente contratos de préstamo de financiamiento, maquinaria y equipo, contrato de usos del sistema de transmisión y conexión a instalaciones de transmisión.

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2025, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2025 y está conformado por las siguientes personas:

- Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- Sr. Hernán Somerville Senn
- Sr. José Antonio Vargas Lleras
- Sra. Iris Boeninger Von Kretschmann
- Sr. Luca Lo Voi
- Sr. Britaldo Pedrosa Soares
- Sr. Roberto Deambrogio

En sesión de Directorio del 30 de abril de 2025, fueron elegidos como Presidente del Directorio y de la Compañía, don Francisco de Borja Acha Besga y como Secretaria del Directorio, doña Josefa Rodríguez Benavente. Con fecha 26 de noviembre 2025, el Directorio designó como nueva Secretaria del Directorio a doña Natalia Fernandez Sepulveda, con vigencia a contar de esa misma fecha.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas, el cual quedó integrado por los Directores señor Hernán Somerville Senn, señora Iris Boeninger y señor José Antonio Vargas Lleras. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Comisión para el Mercado Financiero, se informa que los señores Hernán Somerville Senn e Iris Boeninger son directores independientes. Por su parte, el Comité de Directores de la Compañía, en sesión celebrada el 30 de abril de 2025, designó como Presidente de dicho órgano societario a don Hernán Somerville

Senn y como Secretaria del mismo a doña Josefa Rodríguez Benavente. Posteriormente, con fecha 26 de noviembre de 2025, el Comité de Directores designó como nueva Secretaria del Comité a doña Natalia Fernandez Sepulveda, cargo que asumió con vigencia desde esa misma fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones.

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

c) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

> 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
> 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	al 31.12.2025			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2025	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2025	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2025	149	-	49
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	enero - diciembre 2025	149	-	49
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	enero - diciembre 2025	149	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	enero - diciembre 2025	-	-	-
Extranjero	Roberto Deambrogio	Director	abril - diciembre 2025	-	-	-
Total				**447**	**-**	**98**

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	al 31.12.2024			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2024	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2024	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - abril 2024	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - abril 2024	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2024	141	-	47
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - abril 2024	43	-	14
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - abril 2024	43	-	14
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	abril - diciembre 2024	98		33
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	abril - diciembre 2024	98		-
Extranjero	Alberto Maria Giuseppe de Paoli	Director	abril - noviembre 2024	-	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	abril - diciembre 2024	-	-	-
Total				**423**	**-**	**108**

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	al 31.12.2023			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2023	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2023	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - diciembre 2023	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - diciembre 2023	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2023	169	-	55
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2023	169	-	55
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2023	169	-	55
Total				**507**	**-**	**165**

10.3 Personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025, está compuesto por las siguientes personas

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
26.537.505-7	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (1)	Gerente General
26.537.505-7	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (1) (2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
27.101.372-8	Giuseppe Turchiarelli (1)	Gerente General
25.746.359-1	Rafael de la Haza Casarrubio (2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (3)	Fiscal y Secretario del Directorio
8.664.305-7	Nicolás Lustig Falcón (3) (4)	Fiscal y Secretario del Directorio
24.544.814-7	Eugenio Belinchon (4) (5)	Gerente de Auditoría Interna
25.553.336-3	Raffaele Cutrignelli (5)	Gerente de Auditoría Interna

(1) Con fecha 1 de julio de 2023, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira asumió como Gerente General en carácter interino, cargo que desempeñó en esta condición hasta el 28 de septiembre de 2023, oportunidad en que asumió dicho cargo con carácter definitivo. El Sr. Bustilho continuó desempeñando el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control, en carácter interino, hasta el día 31 de marzo de 2024.

Con fecha 28 de mayo de 2025 el Sr. Aurelio Bustilho de Oliveira presentó su renuncia como Gerente General de la Compañía y se mantuvo en sus funciones hasta el 30 de junio del presente. En su reemplazo fue designado el señor Giuseppe Turchiarelli, quien asumió su cargo con fecha 1 de julio de 2025.

(2) Con fecha 31 de marzo de 2024, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira dejó de desempeñar el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control Interino y en su reemplazo fue designado el señor Rafael de la Haza Casarrubio, quien asumió sus funciones con fecha 1 de abril de 2024.

(3) Con fecha 16 de diciembre de 2024, el señor Domingo Valdes Prieto dejó de ser Directivo Principal de la Compañía, en su reemplazo se designó al señor Nicolás Lustig F., quien asumió su cargo con fecha 17 de diciembre de 2024.
Con fecha 31 de enero de 2025, el señor Nicolás Lustig F. presentó su renuncia a la Compañía.

(4) Los señores Eugenio Belinchon Gueto, Nicolás Lustig Falcón y Raffaele Cutrignelli, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados por otras sociedades del grupo Enel, pero los servicios son prestados a la sociedad en virtud de contratos Intercompañías.

(5) Con fecha 30 de junio de 2025 el Sr. Eugenio Belinchon dejó de desempeñar el cargo de Gerente de Auditoría Interna y en su reemplazo fue designado el señor Raffaele Cutrignelli, quien asumió sus funciones con fecha 1 de julio de 2025.

a) Remuneraciones y planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos, los cuales consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Adicionalmente, Enel Américas otorga a ciertos ejecutivos, ciertos beneficios de largo plazo. Estos beneficios están sujetos al cumplimiento de determinados objetivos de mediano plazo y se cancelan, si procede, cuando éstos son verificados, con independencia de si el ejecutivo ha cesado o no su relación contractual con la Compañía y en la proporción que corresponde al tiempo que prestaron servicios a la misma.
Para el caso de los ejecutivos expatriados, la remuneración, plan de bonos anuales e incentivos a largo plazo, son objeto de acuerdos de refacturación "recharge agreements", por lo que dicho costo ha sido soportado por Enel Américas.

Las Remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 son las siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Remuneración	1.058	948	2.222
Beneficios a corto plazo para los empleados	147	263	9
Otros beneficios a largo plazo	90	257	1.026
Total	**1.295**	**1.468**	**3.257**

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

11. Inventarios

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Suministros para la producción	**28.817**	**16.367**
Petróleo	10.634	376
Carbón	18.183	15.991
Repuestos	29.806	18.576
Materiales eléctricos	477.860	410.232
Total	**536.483**	**445.175**

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$ 35.330, MUS$ 65.759 y MUS$ 73.892, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver nota 28.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

12. Activos y pasivos por impuestos

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos por impuestos	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	227.876	209.651
Otros	6.590	69.388
Total	**234.466**	**279.039**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Pasivos por Impuestos	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Impuesto a la renta (*)	137.331	689.197
Total	**137.331**	**689.197**

(*) El saldo al 31 de diciembre de 2024 incluye el pasivo por impuesto a la renta de MUS$ 638.608 explicado por la venta de las compañías peruanas, efectuadas en mayo y junio de 2024 (ver nota 5.1).

13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2025	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2025
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	2.605	-	(198)	-	(753)	-	-	1.366	**3.020**
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	117	-	30	-	(34)	-	-	26	**139**
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	589	-	-	(635)	13	-	-	252	**219**
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	444	-	(206)	-	53	-	-	-	**291**
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C. (1)	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	-	-	(254)	-	24	-	230	-	**-**
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento (2)	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	87	-	(1)	-	7	-	(93)	-	**-**
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	946	-	402	-	185	-	-	-	**1.533**
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	1.387	-	140	-	123	-	(1.650)	-	**-**
Extranjera	Colombia ZE S.A.S. (3)	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	7.340	-	(1.632)	-	1.016	(483)	(6.241)	-	**-**
Total						**13.515**	**-**	**(1.719)**	**(635)**	**634**	**(483)**	**(7.754)**	**1.644**	**5.202**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2024	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2024
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	-	1.351	-	(100)	-	460	894	**2.605**
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	79	-	(17)	-	(18)	-	-	73	**117**
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	404	-	-	(89)	(67)	-	-	341	**589**
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	719	-	(918)	-	(135)	-	778	-	**444**
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	2.596	-	(658)	-	(135)	-	(1.716)	-	**87**
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	821	-	242	-	(117)	-	-	-	**946**
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	1.430	-	127	-	(183)	-	13	-	**1.387**
Extranjera	Colombia ZE S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	10.526	-	(2.084)	-	(1.113)	11	-	-	**7.340**
Total						**16.575**	**-**	**(1.957)**	**(89)**	**(1.868)**	**11**	**(465)**	**1.308**	**13.515**

(1) Ver nota 2.5 (v) y 5.1 (iv)
(2) Ver nota 2.5 (i)
(3) Ver nota 2.5 (iv) y 5.4

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	4.323	6.222	901	585	5.647	(6.240)	(593)	(2.264)	(2.857)
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	7.960	2.068	8.573	-	439	(1.470)	(1.031)	264	(767)
Enel X Way Perú S.A.C. (1)	20,00%	-	-	-	-	77	(1.346)	(1.269)	120	(1.149)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento (2)	49,00%	-	-	-	-	-	(2)	(2)	14	12
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	10.883	1.175	4.393	-	22.685	(20.677)	2.008	925	2.933
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	-	-	-	-	351	-	351	308	659
Colombia ZE S.A.S. (3)	20,00%	-	-	-	-	-	(8.161)	(8.161)	2.665	(5.496)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.653	5.752	1.232	357	6.722	(2.670)	4.052	(298)	3.754
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	8.241	959	6.978	-	797	(5.386)	(4.589)	(671)	(5.260)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	69	109	1	-	-	(1.343)	(1.343)	(276)	(1.619)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	6.963	858	3.092	-	21.097	(19.888)	1.209	(585)	624
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	3.498	-	30	-	353	(35)	318	(458)	(140)
Colombia ZE S.A.S.	20,00%	154.349	40.867	148.118	10.396	-	(10.419)	(10.419)	(5.510)	(15.929)

(1) Ver nota 2.5 (v) y 5.1 (iv)
(2) Ver nota 2.5 (i)
(3) Ver nota 2.5 (iv) y 5.4

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañìas asociadas y negocios conjuntos.

14. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos Intangibles, Bruto	**8.169.990**	**7.073.933**
Servidumbre y Derechos de Agua	61.862	51.001
Concesiones	6.958.024	5.986.940
Costos de Desarrollo	13.600	16.274
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	141.898	123.877
Programas Informáticos	605.152	503.490
Activos intangibles en desarrollo	161.115	164.231
Otros Activos Intangibles Identificables	79.384	90.244
Costos de Contratos	148.955	137.876

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(5.074.477)**	**(4.138.637)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(25.163)	(20.104)
Concesiones	(4.474.843)	(3.681.740)
Costos de Desarrollo	(10.453)	(8.851)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(41.327)	(32.385)
Programas Informáticos	(346.216)	(262.722)
Activos intangibles en desarrollo	(79.942)	(41.846)
Otros Activos Intangibles Identificables	(43.409)	(56.863)
Costos de Contratos	(53.124)	(34.126)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos Intangibles, Netos	**3.095.513**	**2.935.296**
Servidumbre y Derechos de Agua	36.699	30.897
Concesiones Neto (1)	2.483.181	2.305.200
Costos de Desarrollo	3.147	7.423
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	100.571	91.492
Programas Informáticos	258.936	240.768
Activos intangibles en desarrollo	81.173	122.385
Otros Activos Intangibles Identificables	35.975	33.381
Costos de Contratos	95.831	103.750

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Enel Distribución Río S.A. (*)	346.272	348.141
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	405.736	372.805
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.645.526	1.488.877
EGP Cachoeira Dourada S.A.	25.728	28.268
Sociedades EGP en Brasil	3.459	4.312
PH Chucás S.A. (*)	31.012	36.406
Enel Fortuna S.A.	24.383	25.450
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	-	2
Enel Green Power Volta Grande	1.065	939
TOTAL	**2.483.181**	**2.305.200**

(*) Estos acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025 y 2024, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos intangibles en desarrollo	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	**7.423**	**30.897**	**2.305.200**	**91.492**	**240.768**	**122.385**	**33.381**	**103.750**	**2.935.296**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	(651)	2.661	336.788	238	4.324	47.522	-	332	391.214
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.010	4.890	283.995	11.610	(17.032)	13.636	2.821	1.111	302.041
Amortización	(158)	(1.711)	(436.184)	(3.999)	(57.497)	-	(3.417)	(16.697)	(519.663)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo **(1)**	-	-	-	-	-	(38.096)	-	-	(38.096)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**4.237**	**-**	**(582)**	**1.471**	**60.350**	**(73.837)**	**3.243**	**5.118**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	4.237	-	(582)	1.471	60.350	(73.837)	3.243	5.118	-
Disposiciones y retiros de servicio	**(6.295)**	**-**	**(6.453)**	**-**	**-**	**(101)**	**-**	**-**	**(12.849)**
Retiros de servicio	(6.295)	-	(6.453)	-	-	(101)	-	-	(12.849)
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	-	-	486	-	-	-	486
Hiperinflación Argentina	-	-	4	-	27.525	1.577	(53)	-	29.053
Otros incrementos (disminuciones)	(2.419)	(38)	413	(241)	12	8.087	-	2.217	8.031
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(4.276)**	**5.802**	**177.981**	**9.079**	**18.168**	**(41.212)**	**2.594**	**(7.919)**	**160.217**
Saldo final al 31.12.2025	**3.147**	**36.699**	**2.483.181**	**100.571**	**258.936**	**81.173**	**35.975**	**95.831**	**3.095.513**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos intangibles en desarrollo	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	**9.179**	**34.752**	**3.101.755**	**120.567**	**198.130**	**251.688**	**38.166**	**114.590**	**3.868.827**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	427.074	2	767	52.572	-	-	**480.415**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(861)	(5.351)	(627.511)	(25.098)	(36.826)	(34.809)	(5.665)	(2.483)	**(738.604)**
Amortización	(152)	(1.642)	(489.462)	(4.134)	(62.188)	-	(3.245)	(18.072)	**(578.895)**
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	(435)	(41.846)	-	-	**(42.281)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(821)**	**-**	**-**	**155**	**77.365**	**(86.718)**	**2.606**	**7.413**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(821)	-	-	155	77.365	(86.718)	2.606	7.413	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(2.476)**	**(53)**	**(6.712)**	**-**	**(644)**	**(793)**	**(112)**	**-**	**(10.790)**
Retiros de servicio	(2.476)	(53)	(6.712)	-	(644)	(793)	(112)	-	**(10.790)**
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	11	-	-	-	-	-	**11**
Hiperinflación Argentina	-	-	6	-	64.600	5.744	75	-	**70.425**
Otros incrementos (disminuciones)	2.554	3.191	(99.961)	-	(1)	(23.453)	1.556	2.302	**(113.812)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(1.756)**	**(3.855)**	**(796.555)**	**(29.075)**	**42.638**	**(129.303)**	**(4.785)**	**(10.840)**	**(933.531)**
Saldo final al 31.12.2024	**7.423**	**30.897**	**2.305.200**	**91.492**	**240.768**	**122.385**	**33.381**	**103.750**	**2.935.296**

(1) Ver literal iv) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma nota.

Informaciones Adicionales de Intangibles, neto

a) Principales inversiones

Al 31 de diciembre de 2025, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$336.788 (MUS$427.074 al 31 de diciembre de 2024) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., por inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo con lo establecido en CINIIF 12 (Ver nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 fueron de MUS$391.214 y MUS$480.415, respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 ascendió a MUS$ 7.226, MUS$ 1.856 y MUS$ 2.063, respectivamente (Ver nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 1,09%, 4,64% y 1,75% al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$ 107.297, MUS$ 85.299 y MUS$ 72.338 respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Excepto por lo señalado en el literal iv), de acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023. (Ver nota 3.e).

ii) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

iii) Costos para obtener un contrato: corresponde fundamentalmente a costos relacionados con (i) la cesión de los contratos de suministro de energía (PPA) a favor de Enel Fortuna S.A., por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW; y (ii) Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW.

iv) Al cierre del ejercicio 2024, el Grupo registró una pérdida por deterioro por MUS$ 41.846 vinculada a determinados proyectos de energía renovable localizados en la región nordeste de Brasil, relacionados con tecnología eólica, solar e híbrida. Esta pérdida surgió como resultado de nuevas mediciones realizadas por la Compañía respecto a la viabilidad de los mismos, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta. Entre otros factores, se consideró la existencia de limitaciones estructurales y escenarios de mercados, factores que generan riesgos elevados, bajo atractivo y escasa disponibilidad de recursos.

Asimismo, a lo largo de 2025, la Compañía concluyó que era necesario reconocer un deterioro adicional relacionado con los activos residuales de los proyectos restantes, debido a la materialización de nuevos factores adversos que comprometen su viabilidad económica y financiera. Producto de lo anterior, al cierre del ejercicio se reconoció una pérdida por deterioro de MR$211.020 (MUS$ 37.824). En la evaluación se ha evidenciado un aumento estructural de costos y la introducción de nuevos cargos regulatorios aplicables a proyectos que requieren acceso a la red.
La Administración sigue monitoreando continuamente la evolución de las condiciones del mercado, normativas e infraestructuras y puede reevaluar estos proyectos, en caso de cambios significativos que alteren las suposiciones actualmente consideradas.

15. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Moneda	Saldo Inicial al 01.01.2024	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 31.12.2024	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 31.12.2025
Enel Distribución Rio S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	BRL	175.039	(37.409)	**137.630**	17.535	**155.165**
Enel Colombia SAS EDP (2)	Negocio de Distribución en Enel Colombia SAS EDP (ex Codensa S.A. E.S.P.)	COP	11.185	(1.349)	**9.836**	1.635	**11.471**
EGP Cachoeira Dourada S.A. (3)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	BRL	64.182	(13.716)	**50.466**	6.428	**56.894**
Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.) (4)	Negocio de Generación convencional en Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	COP	4.948	(597)	**4.351**	723	**5.074**
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	BRL	815	(174)	**641**	83	**724**
Enel Distribución Ceará S.A. (5)	Enel Distribución Ceará S.A.	BRL	88.109	(18.830)	**69.279**	8.826	**78.105**
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (6)	Enel Distribución Sao Paulo	BRL	440.260	(94.089)	**346.171**	44.103	**390.274**
Enel Brasil S.A. (7) (8)	Enel Brasil S.A.	BRL	501.886	(107.282)	**394.604**	50.276	**444.880**
Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.) (7)	Negocio de renovables en Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.)	COP	53.278	(6.427)	**46.851**	7.786	**54.637**
Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.) (7)	Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.)	US$	2.094	-	**2.094**	-	**2.094**
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.) (7)	Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	US$	24.964	-	**24.964**	-	**24.964**
Jaguito Solar 10MW S.A. (7)	Jaguito Solar 10MW S.A.	US$	386	-	**386**	-	**386**
Progreso Solar 20MW S.A. (7)	Progreso Solar 20MW S.A.	US$	772	-	**772**	-	**772**
Total			**1.367.918**	**(279.873)**	**1.088.045**	**137.395**	**1.225.440**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2025 (Ver notas 2.3 y 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (anteriormente llamada Chilectra), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Colombia S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (antes conocida como Endesa Chile) adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad colombiana Codensa S.A. ESP, empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

Con fecha 1 de marzo de 2022, se completó la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas). La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP, sociedad sobre la cual Enel Américas posee una participación del 57,345% como resultado de esta operación.

3.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de Cachoeira Dourada S.A. (actualmente EGP Cachoeira Dourada S.A.) en el estado de Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

4.- Enel Colombia S.A. E.S.P (ex Emgesa S.A. E.S.P.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

5.- Enel Distribución Ceará S.A.

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

6.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió un 73,38% de participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Posteriormente, entre los días 22 de junio y 4 de julio de 2018 se perfeccionaron incrementos de participación adicionales, representando un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

7.- EGP Centro y Sudamérica

Plusvalías reconocidas como parte de la fusión de Enel Américas con EGP Américas, perfeccionada con fecha 1 de abril de 2021. Estas plusvalías están asignadas a las siguientes sociedades: Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda., Enel Green Power Colombia SAS Esp (actualmente Enel Colombia, Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L), Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.), Jaguito Solar 10MW, S.A. y Progreso Solar 20MW, S.A., las cuales surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power SpA en el pasado.

8.- Enel Brasil S.A.

Con fecha 4 de noviembre de 2021, Enel Green Power Brasil Participaçoes Ltda. fue fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

16. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**22.560.010**	**19.698.196**
Construcción en Curso	1.079.692	891.988
Terrenos	159.872	128.354
Edificios	2.245.076	1.598.299
Planta y Equipo de Generación	10.274.480	9.068.498
Infraestructura de Red	8.216.278	7.527.652
Instalaciones Fijas y Accesorios	584.612	483.405

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(7.945.764)**	**(6.994.675)**
Terrenos	(276)	(228)
Edificios	(382.105)	(277.489)
Planta y Equipo de Generación	(3.173.605)	(2.663.446)
Infraestructura de Red	(4.015.777)	(3.736.751)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(374.001)	(316.761)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**14.614.246**	**12.703.521**
Construcción en Curso	1.079.692	891.988
Terrenos	159.596	128.126
Edificios	1.862.971	1.320.810
Planta y Equipo de Generación	7.100.875	6.405.052
Infraestructura de Red	4.200.501	3.790.901
Instalaciones Fijas y Accesorios	210.611	166.644

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2025	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	**891.988**	**128.126**	**1.320.810**	**6.405.052**	**3.790.901**	**166.644**	**12.703.521**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	966.529	-	-	26.144	96.596	28.628	**1.117.897**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	42.768	16.501	153.582	819.440	(353.007)	5.188	**684.472**
Depreciación	-	-	(67.748)	(225.147)	(227.280)	(52.920)	**(573.095)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(3.275)	(45)	-	(5.132)	-	-	**(8.452)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(1.130.339)**	**17.657**	**502.670**	**145.345**	**417.034**	**47.633**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.130.339)	17.657	502.670	145.345	417.034	47.633	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(46)**	**(145)**	**(77)**	**(13.653)**	**(12.339)**	**(311)**	**(26.571)**
Retiros	(46)	(145)	(77)	(13.653)	(12.339)	(311)	**(26.571)**
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	4.494	(1.967)	16.876	119.957	-	370	**139.730**
Hiperinflación Argentina	60.241	1.090	9.769	(424)	488.589	9.129	**568.394**
Otros incrementos (disminución)	247.332	(1.621)	(72.911)	(170.707)	7	6.250	**8.350**
Total movimientos	**187.704**	**31.470**	**542.161**	**695.823**	**409.600**	**43.967**	**1.910.725**
Saldo final al 31.12.2025	**1.079.692**	**159.596**	**1.862.971**	**7.100.875**	**4.200.501**	**210.611**	**14.614.246**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2024	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	**2.165.859**	**132.831**	**1.388.017**	**5.896.345**	**3.066.763**	**161.354**	**12.811.169**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	977.942	-	999	159	98.105	23.967	**1.101.172**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(251.495)	(17.295)	(283.520)	(1.097.244)	(508.424)	(31.162)	**(2.189.140)**
Depreciación	-	-	(48.107)	(206.106)	(228.891)	(54.519)	**(537.623)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(13.161)	-	-	(9.996)	-	-	**(23.157)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(2.179.354)**	**13.744**	**307.322**	**1.477.378**	**337.991**	**42.919**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(2.179.354)	13.744	307.322	1.477.378	337.991	42.919	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(354)**	**(7)**	**(19)**	**(10.623)**	**(11.709)**	**(6.162)**	**(28.874)**
Retiros	(354)	(7)	(19)	(10.623)	(11.709)	(6.162)	**(28.874)**
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	648	53	**701**
Hiperinflación Argentina	140.790	2.631	23.902	134	1.149.223	32.248	**1.348.928**
Otros incrementos (disminución)	51.761	(3.778)	(67.784)	355.005	(112.805)	(2.054)	**220.345**
Total movimientos	**(1.273.871)**	**(4.705)**	**(67.207)**	**508.707**	**724.138**	**5.290**	**(107.648)**
Saldo final al 31.12.2024	**891.988**	**128.126**	**1.320.810**	**6.405.052**	**3.790.901**	**166.644**	**12.703.521**

(1) Ver literal iii) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma nota.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedades, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS$ 1.117.897 y MUS$ 1.101.172 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

En el negocio de Generación destacan las inversiones en centrales hidroeléctricas, energías renovables no convencionales y térmicas en la subsidiaria Enel Colombia que implicaron adiciones durante el ejercicio 2025 por MUS$ 382.450 (MUS$ 210.339 al 31 de diciembre de 2024), así como también las inversiones en centrales de energía renovables no convencionales, principalmente en Brasil, Panamá y Guatemala, por MUS$ 178.415 (MUS$ 413.552 al 31 de diciembre de 2024). En el negocio de Distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones de redes y adecuación de instalaciones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS$ 557.032 al 31 de diciembre de 2025 (MUS$ 477.281 al 31 de diciembre de 2024).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 ascendió a MUS$ 25.671, MUS$ 35.367 y MUS$ 54.070, respectivamente (Ver nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 10,77%, 8,51% y 6,73% al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 ascendió a MUS$ 73.138, MUS$ 82.912 y MUS$ 93.905, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2025, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS$ 1.572.637 (MUS$ 1.199.520 al 31 de diciembre de 2024) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (MUS$ 1.174.450), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente, la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€450 (MUS$ 528.503). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iii) Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar su proceso de venta (ver nota 5.2). Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2023 se registró una pérdida de deterioro por MCOP 789.089.518 equivalentes a MUS$ 182.496 a dicha fecha (ver nota 30.b).

17. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponden a los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos Período 2025	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	**107.101**	**57.420**	**41.752**	**206.273**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	27.982	33.940	118.637	**180.559**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	14.144	7.353	6.833	**28.330**
Modificación y término anticipado de contratos	(7.723)	(5.151)	(312)	**(13.186)**
Depreciación	(6.436)	(11.567)	(39.000)	**(57.003)**
Hiperinflación Argentina	-	(714)	-	**(714)**
Total movimientos	**27.967**	**23.861**	**86.158**	**137.986**
Saldo final al 31.12.2025	**135.068**	**81.281**	**127.910**	**344.259**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos Período 2024	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	**92.382**	**65.589**	**27.701**	**185.672**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	39.671	14.153	45.989	**99.813**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(19.439)	(11.420)	(8.304)	**(39.163)**
Modificación y término anticipado de contratos	12	(3.371)	(33)	**(3.392)**
Depreciación	(5.525)	(7.854)	(23.601)	**(36.980)**
Hiperinflación Argentina	-	323	-	**323**
Total movimientos	**14.719**	**(8.169)**	**14.051**	**20.601**
Saldo final al 31.12.2024	**107.101**	**57.420**	**41.752**	**206.273**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento corresponden principalmente a contratos relacionados con edificios corporativos de subsidiarias, oficinas y flota de vehículos.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	99.495	26.496	72.999	48.476	16.866	31.610
Más de un año y no más de dos años	98.765	26.328	72.437	42.984	16.973	26.011
Más de dos años y no más de tres años	64.018	16.475	47.543	31.302	14.048	17.254
Más de tres años y no más de cuatro años	34.227	13.421	20.806	23.692	11.434	12.258
Más de cuatro años y no más de cinco años	25.837	13.070	12.767	22.036	11.145	10.891
Más de cinco años	275.038	138.818	136.220	253.437	136.605	116.832
Total	**597.380**	**234.608**	**362.772**	**421.927**	**207.071**	**214.856**

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 incluyen gastos de MUS$ 4.111, MUS$ 5.588 y MUS$ 625 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver nota 3.f).

18. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(547.125)	(425.424)	(590.823)
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	(1.725)	(5.794)	8.688
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	1.415	(5.475)	(17.139)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(547.435)**	**(436.693)**	**(599.274)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(8.977)	93.082	(73.627)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(8.977)**	**93.082**	**(73.627)**
Gasto por impuestos a las ganancias	**(556.412)**	**(343.611)**	**(672.901)**

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	al 31.12.2025	Tasa	al 31.12.2024	Tasa	al 31.12.2023
Resultado Contable Antes De Impuestos		**1.902.104**		**1.312.389**		**1.450.462**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(513.568)**	**(27,00%)**	**(354.348)**	**(27,00%)**	**(391.623)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,40%)	(140.691)	(7,25%)	(95.146)	(11,14%)	(161.558)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	9,45%	179.707	18,32%	240.400	7,50%	108.826
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(4,21%)	(80.135)	(9,81%)	(128.723)	(16,36%)	(237.234)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,09%)	(1.725)	(0,44%)	(5.794)	0,60%	8.688
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	**(2,25%)**	**(42.844)**	**0,82%**	**10.737**	**(19,39%)**	**(281.278)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(29,25%)**	**(556.412)**	**(26,18%)**	**(343.611)**	**(46,39%)**	**(672.901)**

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.12.2025		al 31.12.2024	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	490.479	(855.363)	364.102	(779.741)
Amortizaciones	3.888	(26.073)	3.359	(23.130)
Obligaciones por beneficios post-empleo	124.054	(169)	273.468	(173)
Revaluaciones de instrumentos financieros	63.042	(127.674)	36.800	(117.561)
Pérdidas Fiscales	499.894	-	370.933	-
Provisiones	**784.056**	**(802.615)**	**681.626**	**(631.023)**
Provisión Contingencias Civiles	84.753	-	59.104	-
Provisión Contingencias Trabajadores	44.473	-	40.118	-
Provisión Cuentas incobrables	327.845	-	277.135	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	11.687	-	13.737	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(528.608)	-	(406.188)
Otras Provisiones	315.298	(274.007)	291.532	(224.835)
Otros Impuestos Diferidos	**100.839**	**(374.626)**	**98.480**	**(362.064)**
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(247.117)	-	(250.045)
Otros Impuestos Diferidos	100.839	(127.509)	98.480	(112.019)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**2.066.252**	**(2.186.520)**	**1.828.768**	**(1.913.692)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.431.237)	1.431.237	(1.159.563)	1.159.563
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**635.015**	**(755.283)**	**669.205**	**(754.129)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 01.01.2025	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2025
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos) (**)	
Depreciaciones	(415.639)	74.293	-	(29.120)	116.690	(111.108)	**(364.884)**
Amortizaciones	(19.771)	100	-	-	(2.562)	48	**(22.185)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	273.295	(109.929)	(73.436)	-	31.231	2.724	**123.885**
Revaluaciones de instrumentos financieros	(80.761)	(6.311)	7.518	-	7.153	7.769	**(64.632)**
Pérdidas Fiscales	370.933	75.067	-	-	50.546	3.348	**499.894**
Provisiones	**50.603**	**(28.260)**	**-**	**-**	**(24.457)**	**(16.445)**	**(18.559)**
Provisión Contingencias Civiles	59.104	24.129	-	-	(303)	1.823	**84.753**
Provisión Contingencias Trabajadores	40.118	4.472	-	-	(489)	372	**44.473**
Provisión Cuentas Incobrables	277.135	24.293	-	-	28.853	(2.436)	**327.845**
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	13.737	(3.380)	-	-	1.326	4	**11.687**
Activos Financieros CINIIF 12	(406.188)	(66.708)	-	-	(42.617)	(13.095)	**(528.608)**
Otras Provisiones	66.697	(11.066)	-	-	(11.227)	(3.113)	**41.291**
Otros Impuestos Diferidos	**(263.584)**	**(13.937)**	**-**	**-**	**5.325**	**(1.591)**	**(273.787)**
Ajuste por inflación - Argentina	(250.045)	805	-	-	(33)	2.156	**(247.117)**
Otros Impuestos Diferidos	(13.539)	(14.742)	-	-	5.358	(3.747)	**(26.670)**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(84.924)**	**(8.977)**	**(65.918)**	**(29.120)**	**183.926**	**(115.255)**	**(120.268)**

(*) Ver nota 5.1.iii)
(**) Principalmente incluye los reajustes por hiperinflación en Argentina (ver nota 2.9).

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 01.01.2024	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2024
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos) (**)	
Depreciaciones	(327.216)	151.841	-	-	90.337	(330.601)	**(415.639)**
Amortizaciones	(26.624)	746	-	-	5.576	531	**(19.771)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	536.000	(127.796)	(42.919)	-	(107.154)	15.164	**273.295**
Revaluaciones de instrumentos financieros	40.785	(88.540)	(17.063)	-	(5.104)	(10.839)	**(80.761)**
Pérdidas Fiscales	258.457	222.444	-	-	(67.173)	(42.795)	**370.933**
Provisiones	**27.541**	**(14.500)**	**-**	**4.147**	**19.144**	**14.271**	**50.603**
Provisión Contingencias Civiles	64.287	2.821	-	-	(4.136)	(3.868)	**59.104**
Provisión Contingencias Trabajadores	51.471	(6.292)	-	-	(4.280)	(781)	**40.118**
Provisión Cuentas Incobrables	304.184	40.420	-	-	(49.010)	(18.459)	**277.135**
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	14.743	2.210	-	-	(1.561)	(1.655)	**13.737**
Activos Financieros CINIIF 12	(440.369)	(63.140)	-	-	76.265	21.056	**(406.188)**
Otras Provisiones	33.225	9.481	-	4.147	1.866	17.978	**66.697**
Otros Impuestos Diferidos	**(205.434)**	**(51.113)**	**-**	**(91)**	**143**	**(7.089)**	**(263.584)**
Ajuste por inflación - Argentina	(226.773)	(19.215)	-	(91)	(3.007)	(959)	**(250.045)**
Otros Impuestos Diferidos	21.339	(31.898)	-	-	3.150	(6.130)	**(13.539)**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**303.509**	**93.082**	**(59.982)**	**4.056**	**(64.231)**	**(361.358)**	**(84.924)**

(*) Ver nota 5
(**) Principalmente incluye los reajustes por hiperinflación en Argentina (ver nota 2.9).

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

c) Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$ 317.277 (MUS$ 270.987 al 31 de diciembre de 2024) (Ver nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2025 asciende a MUS$ 2.542.073 (MUS$ 2.555.172 al 31 de diciembre de 2024). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga

de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2025, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$ 5.203.546 (MUS$ 7.777.323 al 31 de diciembre de 2024).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas 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 periodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. 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	Período
Argentina	2019 - 2024
Brasil	2021 - 2025
Chile	2022 - 2024
Colombia	2020 - 2024
Costa Rica	2022 - 2025
Guatemala	2022 - 2025
Panamá	2022 - 2024
Perú	2022 - 2025

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	al 31.12.2025			al 31.12.2024			al 31.12.2023		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	10.123	-	10.123	6.975	-	6.975	(9.308)	-	(9.308)
Cobertura de Flujos de efectivo	(18.247)	6.103	(12.144)	98.025	(10.644)	87.381	(64.593)	18.122	(46.471)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(483)	-	(483)	115	-	115	(389)	-	(389)
Diferencias de cambio por conversión	1.408.201	-	1.408.201	(3.369.671)	-	(3.369.671)	446.980	-	446.980
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	220.817	(73.436)	147.381	125.504	(42.919)	82.585	(194.239)	65.402	(128.837)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**1.620.411**	**(67.333)**	**1.553.078**	**(3.139.052)**	**(53.563)**	**(3.192.615)**	**178.451**	**83.524**	**261.975**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados integrales	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**(65.918)**	**(59.982)**	**66.692**
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(1.415)	5.475	17.139
Impuestos diferidos sobre movimientos de inversiones medidas a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-	55	-
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	-	889	(307)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**(67.333)**	**(53.563)**	**83.524**

d) En diciembre de 2024, las subsidiarias Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, registraron MUS$ 34.655 de impuesto a la renta por cobrar y MUS$ 102.199 de impuesto diferido por pérdidas tributarias, ambos relacionados con el crédito fiscal mencionado en la nota 8.2, debido a la posición del Supremo Tribunal Federal – STF, en el sentido de que la tasa de actualización tributaria del activo por PIS y COFINS (tasa SELIC) no sería ingreso tributable en la base imponible del impuesto a la renta de estas compañías.

Por su parte, la subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo registró, durante el ejercicio 2025, MUS$ 21.116 de impuesto a la renta por cobrar, referido al crédito fiscal antes explicado. Con respecto al impuesto diferido, nuestra subsidiaria se encuentra en proceso judicial. Luego de decisiones parcialmente favorables a la posición de la compañía, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos para que el tribunal conceda el derecho de la compañía a reconocer el crédito fiscal antes mencionado. En el mes de septiembre de 2025, la Apelación Especial de la Compañía fue desestimada y en octubre de 2025 se presentó una apelación interna que está pendiente de sentencia. La compañía estima que el importe de crédito fiscal es de MR$ 988.734 (MUS$ 177.223) de impuesto diferido. Enel Distribución Sao Paulo aguarda la resolución del Tribunal Superior de Justicia, para efectuar el reconocimiento contable de estos créditos fiscales, considerando este probable derecho como un activo contingente al cierre del ejercicio 2025.

Adicionalmente, estas compañías reconocieron un importe de MUS$ 35.496, relacionado con la actualización financiera de los impuestos a la renta por cobrar detallados anteriormente.

19. Otros pasivos financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Préstamos que devengan intereses	2.208.230	939.324	4.574.752	4.182.308
Instrumentos derivados de cobertura (*)	38.734	35.059	809	-
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	246	9	-	-
Total	**2.247.210**	**974.392**	**4.575.561**	**4.182.308**

(*) Ver nota 22.2.a

(**) Ver nota 22.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Préstamos bancarios garantizados	240.145	137.940	1.213.718	858.306
Préstamos bancarios no garantizados	603.935	495.665	1.991.452	1.657.897
Obligaciones con el público no garantizadas	1.003.454	284.371	785.249	1.594.851
Obligaciones con el público garantizadas	360.531	18.760	583.159	71.254
Otros préstamos	165	2.588	1.174	-
Total	**2.208.230**	**939.324**	**4.574.752**	**4.182.308**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 31.12.2025									
					Vencimiento			Vencimiento						
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Chile	US$	0,56%	0,56%	Sin Garantía	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	CLP	9,84%	9,84%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	4,17%	4,17%	Sin Garantía	-	31.043	**31.043**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,89%	4,89%	Sin Garantía	-	38.667	**38.667**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	63,22%	55,67%	Sin Garantía	37.663	26.271	**63.934**	-	52.572	-	-	-	**52.572**
Brasil	US$	6,37%	6,19%	Con Garantía	20.488	19.280	**39.768**	45.530	45.530	45.972	46.415	234.405	**417.852**
Brasil	BRL	10,93%	10,36%	Con Garantía	64.755	92.824	**157.579**	133.503	48.342	45.787	45.919	320.576	**594.127**
Brasil	EUR	3,19%	3,14%	Con Garantía	2.706	40.092	**42.798**	168.869	7.691	7.691	7.691	9.797	**201.739**
Brasil	US$	4,07%	3,98%	Sin Garantía	1.180	100.777	**101.957**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	18,80%	17,35%	Sin Garantía	31	-	**31**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	11,04%	10,73%	Sin Garantía	37.918	330.376	**368.294**	201.109	348.710	137.547	309.593	941.921	**1.938.880**
Total					**164.750**	**679.330**	**844.080**	**549.011**	**502.845**	**236.997**	**409.618**	**1.506.699**	**3.205.170**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 31.12.2024									
					Vencimiento			Vencimiento						
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Chile	US$	0,56%	0,56%	Sin Garantía	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	49,65%	41,00%	Sin Garantía	16.803	-	**16.803**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	US$	5,55%	5,25%	Con Garantía	73.605	21.871	**95.476**	38.232	43.780	45.167	45.167	262.684	**435.030**
Brasil	BRL	8,13%	8,11%	Con Garantía	8.860	24.860	**33.720**	35.288	35.851	30.774	28.612	251.299	**381.824**
Brasil	EUR	2,53%	2,28%	Con Garantía	-	8.744	**8.744**	6.720	6.720	6.720	6.720	14.572	**41.452**
Brasil	US$	4,10%	4,01%	Sin Garantía	58.113	141.051	**199.164**	100.049	-	-	-	-	**100.049**
Brasil	BRL	8,76%	8,43%	Sin Garantía	2	6	**8**	8	8	8	8	-	**32**
Colombia	COP	11,38%	11,03%	Sin Garantía	71.552	208.129	**279.681**	300.533	255.520	295.611	128.165	577.987	**1.557.816**
Total					**228.944**	**404.661**	**633.605**	**480.830**	**341.879**	**378.280**	**208.672**	**1.106.542**	**2.516.203**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2025 asciende a MUS$ 4.490.209 (MUS$ 3.320.352 al 31 de diciembre de 2024). Los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2025								
											Vencimiento			Vencimiento					
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V (1)	Canadá	US$	5,76%	5,62%	Al Vencimiento	No	670	44.862	**45.532**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato (Semiárido - Outras regiões)	Brasil	BRL	6,93%	6,72%	Mensual	Si	1.957	5.804	**7.761**	9.489	3.163	-	-	-	**12.652**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	10,55%	10,07%	Mensual	Si	2	7	**9**	9	9	9	-	-	**27**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú CCB	Brasil	BRL	15,24%	14,27%	Al Vencimiento	Si	47.502	-	**47.502**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Ampla I Ampla II	Japón	BRL	17,32%	16,08%	Al Vencimiento	Si	2.580	36.498	**39.078**	23.724	-	-	-	-	**23.724**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Deutsche Bank 4131 - Ampla I- Ampla II	Alemania	BRL	15,24%	14,27%	Al Vencimiento	Si	1.730	-	**1.730**	62.046	-	-	-	-	**62.046**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP Paribas 4131 III	Francia	EUR	2,56%	2,53%	Al Vencimiento	Si	199	32.401	**32.600**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	9,84%	9,84%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Comitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US$	0,56%	0,56%	Trimestral	No	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank III (1)	Canadá	US$	2,70%	2,66%	Al Vencimiento	No	510	55.915	**56.425**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Credit Agricole 4131 - Eletropaulo	Francia	EUR	3,59%	3,53%	Al Vencimiento	Si	489	-	**489**	161.178	-	-	-	-	**161.178**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 II - Eletropaulo (1)	Japón	BRL	16,79%	15,62%	Al Vencimiento	Si	2.350	27.373	**29.723**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14-18-26-56-72-104 (MUSD)	Luxemburgo	US$	5,74%	5,59%	Anual	Si	2.647	15.448	**18.095**	22.400	22.400	22.400	22.400	164.797	**254.397**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 2-8 (MUSD)	Luxemburgo	US$	5,60%	5,46%	Anual	Si	205	-	**205**	-	-	442	885	8.845	**10.172**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES Inovação (180 MBRL) Subcrédito A (TR)	Brasil	BRL	2,73%	2,70%	Mensual	Si	67	-	**67**	1.974	3.948	3.948	3.948	19.080	**32.898**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES FINEM (180 MBRL) FINAME (240 MBRL) (IPCA)	Brasil	BRL	11,62%	11,05%	Mensual	Si	591	-	**591**	4.573	9.145	9.145	9.145	48.931	**80.939**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	9,94%	9,51%	Mensual	No	302	296	**598**	2.592	2.978	2.978	2.978	12.078	**23.604**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	11,37%	10,92%	Semestral	No	217	-	**217**	-	-	-	-	54.973	**54.973**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	9,04%	8,75%	Al Vencimiento	No	1.281	56.914	**58.195**	26.472	-	-	34.413	-	**60.885**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	10,10%	9,74%	Al Vencimiento	No	1.328	105.887	**107.215**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	9,97%	9,74%	Anual	No	1.709	33.090	**34.799**	13.237	13.237	13.236	-	-	**39.710**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,70%	10,37%	Al Vencimiento	No	8.934	68.826	**77.760**	92.651	259.423	-	-	205.156	**557.230**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	11,14%	10,61%	Mensual	No	171	1.390	**1.561**	1.853	1.853	1.853	1.853	309	**7.721**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	13,02%	12,49%	Semestral	No	4.135	60.322	**64.457**	60.322	30.161	-	-	-	**90.483**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	10,83%	10,83%	Al Vencimiento	No	1.553	-	**1.553**	-	-	-	-	154.396	**154.396**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	10,88%	10,88%	Semestral	No	7.231	2.658	**9.889**	2.658	2.658	2.658	2.658	289.535	**300.167**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	10,85%	10,35%	Mensual	No	354	993	**1.347**	1.324	1.324	331	-	-	**2.979**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	11,24%	10,82%	Al Vencimiento	No	884	-	**884**	-	-	-	174.713	33.090	**207.803**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	International Fiance	Japón	COP	12,38%	11,91%	Al Vencimiento	No	8.801	-	**8.801**	-	16.031	16.031	92.978	192.384	**317.424**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Itaú Colombia S.A.	Colombia	COP	11,86%	11,37%	Al Vencimiento	No	173	-	**173**	-	21.045	21.045	-	-	**42.090**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Popular S.A.	Colombia	COP	11,02%	10,64%	Al Vencimiento	No	845	-	**845**	-	-	79.415	-	-	**79.415**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	11,40%	10,84%	Mensual	Si	4.562	13.738	**18.300**	18.447	18.607	18.779	18.965	83.278	**158.076**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Itália	US$	7,27%	7,04%	Semestral	Si	10.381	2.060	**12.441**	12.440	12.440	12.440	12.440	31.143	**80.903**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Itália	US$	6,95%	6,74%	Semestral	Si	-	1.772	**1.772**	3.682	3.682	3.682	3.682	5.590	**20.318**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Madrid	España	US$	7,58%	7,33%	Semestral	Si	7.255	-	**7.255**	7.008	7.008	7.008	7.008	24.031	**52.063**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Soc. de Promotion et de Participation Pour la Cooperation Economique S.A.	Francia	EUR	2,30%	2,28%	Semestral	Si	2.018	7.691	**9.709**	7.691	7.691	7.691	7.691	9.797	**40.561**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8,92%	8,56%	Mensual	Si	3.414	9.404	**12.818**	13.241	13.470	13.906	13.861	169.286	**223.764**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ICBC S.A.U. - Santander Rio	Argentina	ARS	69,75%	63,00%	Mensual	No	-	26.271	**26.271**	-	52.572	-	-	-	**52.572**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ICBC S.A.U.	Argentina	ARS	40,51%	34,50%	Mensual	No	18.850	-	**18.850**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	BBVA	Argentina	ARS	61,17%	47,26%	Mensual	No	18.813	-	**18.813**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BCP_PE	Perú	PEN	4,89%	4,89%	Semestral	No	-	38.667	**38.667**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Iinterbank_PE	Perú	US$	4,17%	4,17%	Semestral	No	-	31.043	**31.043**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Selt Engenharia Ltda	Brasil	BRL	18,80%	17,35%	Anual	No	31	-	**31**	-	-	-	-	-	**-**
Total											**164.750**	**679.330**	**844.080**	**549.011**	**502.845**	**236.997**	**409.618**	**1.506.699**	**3.205.170**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2024 Vencimiento Menos de 90 días	Vencimiento Más de 90 días	Total Corriente	Vencimiento Uno a Dos Años	Vencimiento Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Vencimiento Cuatro a Cinco Años	Vencimiento Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US$	1,42%	1,42%	Al Vencimiento	Si	37.204	-	**37.204**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US$	1,42%	1,42%	Al Vencimiento	Si	22.301	-	**22.301**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semiárido	Brasil	BRL	6,87%	6,67%	Mensual	Si	917	2.713	**3.630**	4.282	4.282	1.427	-	-	**9.991**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	6,87%	6,67%	Mensual	Si	822	2.433	**3.255**	3.862	3.862	1.287	-	-	**9.011**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8,76%	8,43%	Mensual	No	2	6	**8**	8	8	8	8	3	**35**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce (1)	E.E.U.U.	US$	7,02%	6,80%	Al Vencimiento	No	56.105	-	**56.105**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V (1)	Canadá	US$	5,74%	5,59%	Al Vencimiento	No	669	-	**669**	44.235	-	-	-	-	**44.235**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI (1)	Canadá	US$	5,74%	5,59%	Al Vencimiento	No	148	24.274	**24.422**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Comitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US$	0,56%	0,56%	Trimestral	No	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,37%	2,35%	Al Vencimiento	No	109	39.526	**39.635**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,69%	2,65%	Al Vencimiento	No	509	-	**509**	55.814	-	-	-	-	**55.814**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV - Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,44%	2,41%	Al Vencimiento	No	573	77.251	**77.824**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US$	3,85%	3,78%	Al Vencimiento	Si	324	2.005	**2.329**	2.005	2.005	2.005	2.005	13.507	**21.527**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US$	3,69%	3,63%	Al Vencimiento	Si	1.239	8.019	**9.258**	8.019	8.009	8.014	8.014	53.150	**85.206**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14 Musd	Luxemburgo	US$	4,62%	4,52%	Al Vencimiento	Si	121	-	**121**	1.079	1.079	1.079	1.079	8.848	**13.164**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 56 Musd	Luxemburgo	US$	2,22%	2,19%	Al Vencimiento	Si	478	-	**478**	4.318	4.318	4.318	4.318	34.977	**52.249**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 18 Musd	Luxemburgo	US$	5,62%	5,48%	Al Vencimiento	Si	127	-	**127**	-	1.202	1.388	1.388	13.878	**17.856**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 72 Musd	Luxemburgo	US$	5,52%	5,38%	Al Vencimiento	Si	498	-	**498**	-	4.355	5.551	5.551	55.514	**70.971**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	11,48%	10,91%	Mensual	No	320	2.472	**2.792**	4.230	4.350	4.350	4.350	8.323	**25.603**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	10,56%	10,19%	Al Vencimiento	No	34.420	16.116	**50.536**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	8,11%	7,90%	Al Vencimiento	No	927	-	**927**	48.802	22.699	-	-	-	**71.501**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10,86%	10,86%	Semestral	No	7.956	-	**7.956**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	10,05%	9,69%	Al Vencimiento	No	1.133	-	**1.133**	90.795	-	-	-	-	**90.795**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,54%	10,30%	Anual	No	2.503	28.373	**30.876**	28.373	11.349	11.349	11.349	-	**62.420**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,81%	10,44%	Al Vencimiento	No	6.957	-	**6.957**	59.017	147.541	222.448	81.715	-	**510.721**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12,44%	11,79%	Semestral	No	387	7.566	**7.953**	15.132	15.132	15.132	15.132	22.699	**83.227**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	11,39%	10,84%	Mensual	No	14	-	**14**	1.324	1.589	1.589	1.589	1.854	**7.945**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	13,34%	12,78%	Al Vencimiento	No	12.308	25.862	**38.170**	51.725	51.725	39.608	13.746	244.221	**401.025**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Occidente	Colombia	COP	10,61%	10,21%	Al Vencimiento	No	688	90.798	**91.486**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	11,25%	11,25%	Al Vencimiento	No	3.238	-	**3.238**	-	-	-	-	300.890	**300.890**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	10,91%	10,40%	Mensual	No	310	851	**1.161**	1.135	1.135	1.135	284	-	**3.689**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Itaú Colombia S.A.	Colombia	COP	10,96%	10,56%	Al Vencimiento	No	391	36.091	**36.482**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9,24%	9,23%	Mensual	Si	3.940	11.857	**15.797**	15.913	16.041	16.179	16.327	88.945	**153.405**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Itália	US$	9,74%	8,16%	Semestral	Si	2.031	2.031	**4.062**	4.064	4.064	4.064	4.064	10.158	**26.414**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Itália	US$	9,74%	8,16%	Semestral	Si	1.891	1.768	**3.659**	3.659	3.659	3.659	3.659	9.271	**23.907**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2,53%	2,28%	Semestral	Si	-	8.744	**8.744**	6.720	6.720	6.720	6.720	14.573	**41.453**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7,07%	7,06%	Mensual	Si	3.180	7.856	**11.036**	11.230	11.666	11.881	12.285	162.352	**209.414**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 1	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	1.425	2.082	**3.507**	3.156	3.156	3.156	3.156	15.646	**28.270**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 1	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	2.167	2.167	**4.334**	4.333	4.333	4.333	4.333	17.332	**34.664**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 2	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	1.862	1.862	**3.724**	3.724	3.724	3.724	3.724	14.895	**29.791**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 2	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	1.938	1.938	**3.876**	3.876	3.876	3.876	3.876	15.506	**31.010**
Extranjero	Edesur	Brasil	Extranjero	ICBC S.A.U.	Argentina	ARS	49,65%	41,00%	Al Vencimiento	No	16.803	-	**16.803**	-	-	-	-	-	**-**
Total											**228.944**	**404.661**	**633.605**	**480.830**	**341.879**	**378.280**	**208.672**	**1.106.542**	**2.516.203**

(1) Correspondiente a obligaciones relacionadas con determinados covenants, cuya porción No Corriente totalizan MUS$ al 31 de diciembre de 2025 y MUS$100.049 al 31 de diciembre de 2024. (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros)

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2025								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,22%	4,00%	Sin Garantía	-	603.245	**603.245**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	12,40%	11,71%	Sin Garantía	196.201	201.602	**397.803**	52.466	52.395	56.915	153.105	212.958	**527.839**
Colombia	COP	8,87%	8,54%	Sin Garantía	2.406	-	**2.406**	119.112	-	52.943	85.355	-	**257.410**
Total					**198.607**	**804.847**	**1.003.454**	**171.578**	**52.395**	**109.858**	**238.460**	**212.958**	**785.249**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2024								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,22%	4,00%	Sin Garantía	-	4.405	**4.405**	596.511	-	-	-	-	**596.511**
Brasil	BRL	11,63%	11,05%	Sin Garantía	16.940	87.609	**104.549**	317.988	46.537	46.452	53.140	313.510	**777.627**
Colombia	COP	9,05%	8,76%	Sin Garantía	3.738	171.679	**175.417**	-	56.747	45.383	45.397	73.186	**220.713**
Total					**20.678**	**263.693**	**284.371**	**914.499**	**103.284**	**91.835**	**98.537**	**386.696**	**1.594.851**

- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2025							
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento						Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,46%	10,90%	Al Vencimiento	911	-	**911**	-	-	-	39.768	77.728	**117.496**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 9ª Emissao (1)	Brasil	BRL	17,25%	16,02%	Al Vencimiento	186.730	-	**186.730**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	9,08%	8,78%	Al Vencimiento	835	-	**835**	-	-	-	42.355	-	**42.355**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	9,05%	8,69%	Al Vencimiento	315	-	**315**	-	-	52.943	-	-	**52.943**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	7,88%	7,61%	Al Vencimiento	512	-	**512**	66.179	-	-	-	-	**66.179**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	9,13%	8,76%	Al Vencimiento	241	-	**241**	52.933	-	-	-	-	**52.933**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	9,67%	9,28%	Al Vencimiento	503	-	**503**	-	-	-	43.000	-	**43.000**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	863	**863**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	-	602.382	**602.382**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	8,93%	8,58%	Al Vencimiento	971	201.602	**202.573**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9,22%	8,85%	Anual	1.506	-	**1.506**	-	-	56.915	56.915	34.689	**148.519**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	17,46%	16,20%	Anual	3.949	-	**3.949**	52.466	52.395	-	-	-	**104.861**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,39%	10,84%	Anual	2.134	-	**2.134**	-	-	-	56.422	100.541	**156.963**
Total										**198.607**	**804.847**	**1.003.454**	**171.578**	**52.395**	**109.858**	**238.460**	**212.958**	**785.249**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2024 Vencimiento Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Vencimiento Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26) (1)	Brasil	BRL	12,43%	11,77%	Anual	74	30.955	**31.029**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	12,07%	11,45%	Al Vencimiento	748	-	**748**	-	-	-	-	102.546	**102.546**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13,21%	12,47%	Al Vencimiento	8.896	-	**8.896**	153.590	-	-	-	-	**153.590**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	10,25%	9,88%	Al Vencimiento	555	43.886	**44.441**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	Al Vencimiento	670	45.397	**46.067**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	8,98%	8,69%	Al Vencimiento	708	-	**708**	-	-	-	-	36.318	**36.318**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	8,95%	8,66%	Al Vencimiento	267	-	**267**	-	-	-	45.397	-	**45.397**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	7,78%	7,56%	Al Vencimiento	433	-	**433**	-	56.747	-	-	-	**56.747**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	9,03%	8,74%	Al Vencimiento	205	-	**205**	-	-	45.383	-	-	**45.383**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	10,46%	10,07%	Al Vencimiento	473	82.396	**82.869**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	9,57%	9,24%	Al Vencimiento	427	-	**427**	-	-	-	-	36.868	**36.868**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	5	**5**	858	-	-	-	-	**858**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	-	4.400	**4.400**	595.653	-	-	-	-	**595.653**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie (1)	Brasil	BRL	12,37%	11,72%	Anual	694	56.654	**57.348**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	9,53%	9,14%	Al Vencimiento	798	-	**798**	164.398	-	-	-	-	**164.398**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9,81%	9,39%	Anual	1.255	-	**1.255**	-	-	-	53.140	74.124	**127.264**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13,41%	12,65%	Anual	2.696	-	**2.696**	-	46.537	46.452	-	-	**92.989**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,94%	11,33%	Anual	1.779	-	**1.779**	-	-	-	-	136.840	**136.840**
Total										**20.678**	**263.693**	**284.371**	**914.499**	**103.284**	**91.835**	**98.537**	**386.696**	**1.594.851**

(1) Correspondiente a obligaciones relacionadas con determinados covenants, cuya porción No Corriente totalizan MUS$527.839 al 31 de diciembre de 2025 y MUS$777.627 al 31 de diciembre de 2024. (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros).

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efeciva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2025								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	14,01%	13,15%	Con Garantía	10.998	349.533	**360.531**	20.982	198.341	181.806	91.713	90.317	**583.159**
Total					**10.998**	**349.533**	**360.531**	**20.982**	**198.341**	**181.806**	**91.713**	**90.317**	**583.159**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2024								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	9,28%	8,92%	Con Garantía	412	18.348	**18.760**	20.529	18.961	18.828	12.936	-	**71.254**
Total					**412**	**18.348**	**18.760**	**20.529**	**18.961**	**18.828**	**12.936**	**-**	**71.254**

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2025									
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debentures 1ª Emissão - 1ª Série/2ª Série (1)	Brasil	BRL	8,73%	8,40%	Anual	344	20.613	**20.957**	20.324	20.324	20.372	-	-	**61.020**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	1ª Nota Comercial - Enel Rio - 1800MBRL	Brasil	BRL	15,24%	14,27%	Al Vencimiento	-	327.929	**327.929**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A (Debêntures Damascena- Manicoba)	Brasil	BRL	14,43%	13,55%	Semestral	8	991	**999**	658	553	334	-	-	**1.545**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 28ª Emissao - 1ª e 2ª série (1)	Brasil	BRL	15,37%	14,36%	Al Vencimiento	6.597	-	**6.597**	-	177.464	69.855	-	-	**247.319**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 29ª Emissao (1)	Brasil	BRL	10,24%	9,79%	Anual	1.565	-	**1.565**	-	-	-	-	90.317	**90.317**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 12ª Emissao (1)	Brasil	BRL	14,15%	13,27%	Al Vencimiento	2.484	-	**2.484**	-	-	91.245	91.713	-	**182.958**
Total										**10.998**	**349.533**	**360.531**	**20.982**	**198.341**	**181.806**	**91.713**	**90.317**	**583.159**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2024									
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série (1)	Brasil	BRL	9,16%	8,79%	Anual	171	11.366	**11.537**	12.593	11.851	11.852	8.188	-	**44.484**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série (1)	Brasil	BRL	9,15%	8,78%	Anual	231	6.154	**6.385**	6.957	6.555	6.555	4.548	-	**24.615**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	12,76%	12,75%	Semestral	5	359	**364**	501	292	228	200	-	**1.221**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	12,73%	12,72%	Semestral	5	469	**474**	478	263	193	-	-	**934**
Total										**412**	**18.348**	**18.760**	**20.529**	**18.961**	**18.828**	**12.936**	**-**	**71.254**

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros), cuya porción No Corriente totalizan MUS$581.614 al 31 de diciembre de 2025 y MUS$69.099 al 31 de diciembre de 2024.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2025 asciende a MUS$ 2.747.438 (MUS$ 1.945.582 al 31 de diciembre de 2024). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2025								
									Vencimiento			Vencimiento					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Alagoinhas - SELT	Brasil	BRL	19,63%	Anual	165	-	**165**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Vicunha - Portobelo	Brasil	BRL	4,26%	Anual	-	-	**-**	-	-	1.174	-	-	**1.174**
Total									**165**	**-**	**165**	**-**	**-**	**1.174**	**-**	**-**	**1.174**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2024								
									Vencimiento			Vencimiento					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Alagoinhas - SELT	Brasil	BRL	18,06%	Anual	-	145	**145**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Caruaru - SELT	Brasil	BRL	15,05%	Anual	-	787	**787**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Jaboatão - SELT	Brasil	BRL	15,05%	Anual	-	957	**957**						**-**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Safra (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1,04%	Al Vencimiento	699	-	**699**	-	-	-	-	-	**-**
Total									**699**	**1.889**	**2.588**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

d) Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS$ 1.000.000 (MUS$ 1.100.000 al 31 de diciembre de 2024).

e) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	9,84%	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	US$	0,56%	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	55,67%	45.567	53.984	**99.551**	53.968	20.567	-	-	-	**74.535**
Perú	PEN	4,89%	472	38.667	**39.139**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	4,17%	323	31.366	**31.689**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	10,73%	63.801	511.460	**575.261**	419.029	529.695	293.849	451.304	1.153.573	**2.847.450**
Brasil	US$	5,79%	19.156	147.313	**166.469**	67.790	65.209	62.952	60.715	273.743	**530.409**
Brasil	BRL	10,36%	76.279	141.139	**217.418**	181.450	87.968	80.998	76.811	445.400	**872.627**
Brasil	EUR	3,14%	1.895	45.672	**47.567**	173.935	8.375	8.194	8.018	9.960	**208.482**
Total			**207.502**	**969.601**	**1.177.103**	**896.172**	**711.814**	**445.993**	**596.848**	**1.882.676**	**4.533.503**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	6,00%	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	US$	0,56%	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	41,00%	17.430	-	**17.430**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	11,03%	93.231	353.348	**446.579**	468.300	399.245	397.074	210.670	748.299	**2.223.588**
Brasil	US$	4,80%	135.908	187.973	**323.881**	166.882	68.433	65.521	62.500	307.613	**670.949**
Brasil	BRL	8,11%	17.480	52.108	**69.588**	66.212	63.853	56.007	51.302	374.874	**612.248**
Brasil	EUR	2,28%	286	9.534	**9.820**	7.623	7.466	7.314	7.157	14.990	**44.550**
Total			**264.344**	**602.963**	**867.307**	**709.017**	**538.997**	**525.916**	**331.629**	**1.445.776**	**3.551.335**

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,00%	6.014	614.763	**620.777**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	8,54%	5.743	17.548	**23.291**	140.958	13.080	62.278	88.503	-	**304.819**
Brasil	BRL	12,43%	225.378	660.247	**885.625**	209.167	357.273	309.296	289.748	366.712	**1.532.196**
Total			**237.135**	**1.292.558**	**1.529.693**	**350.125**	**370.353**	**371.574**	**378.251**	**366.712**	**1.837.015**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,00%	6.014	18.376	**24.390**	620.778	-	-	-	-	**620.778**
Colombia	COP	8,76%	8.876	193.200	**202.076**	19.615	119.902	11.021	52.981	75.389	**278.908**
Brasil	BRL	10,85%	26.074	178.933	**205.007**	403.853	121.425	113.304	104.249	361.994	**1.104.825**
Total			**40.964**	**390.509**	**431.473**	**1.044.246**	**241.327**	**124.325**	**157.230**	**437.383**	**2.004.511**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	6,14%	165	-	**165**	-	-	1.174	-	-	**1.174**
Total			**165**	**-**	**165**	**-**	**-**	**1.174**	**-**	**-**	**1.174**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	11,43%	699	1.889	**2.588**	-	-	-	-	-	**-**
Total			**699**	**1.889**	**2.588**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

20. Pasivos por arrendamientos

El saldo de pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Pasivos por arrendamientos	72.999	31.610	289.773	183.246
Total	**72.999**	**31.610**	**289.773**	**183.246**

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2025								
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	7,90%	Mensual	614	1.343	**1.957**	1.883	1.946	2.010	2.077	10.919	**18.835**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	12,31%	Anual	394	6	**400**	63	32	35	40	1.933	**2.103**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	13,21%	Anual	189	13	**202**	40	24	27	31	2.660	**2.782**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	13,21%	Anual	104	7	**111**	23	14	16	18	1.460	**1.531**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	13,21%	Anual	77	5	**82**	17	10	12	13	1.080	**1.132**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S	Colombia	COP	12,87%	Anual	106	20	**126**	63	37	42	48	5.487	**5.677**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	12,69%	Anual	87	10	**97**	35	21	24	26	1.958	**2.064**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	13,12%	Anual	211	9	**220**	32	20	21	23	2.282	**2.378**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	12,24%	Mensual	142	211	**353**	639	384	435	492	2.766	**4.716**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	12,25%	Mensual	105	131	**236**	522	314	355	402	2.207	**3.800**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General de actividades y suministros S.A.S.	Colombia	COP	12,24%	Mensual	79	95	**174**	380	229	259	293	1.705	**2.866**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	12,20%	Anual	196	10	**206**	29	18	19	22	1.626	**1.714**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	13,06%	Anual	82	7	**89**	25	15	16	19	1.650	**1.725**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S.	Colombia	COP	10,84%	Mensual	537	1.527	**2.064**	936	-	-	-	-	**936**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Trans Sabana S.A.S.	Colombia	COP	12,13%	Mensual	156	383	**539**	1.293	777	70	-	-	**2.140**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,06%	Mensual	544	1.474	**2.018**	1.756	482	355	226	622	**3.441**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13,12%	Trimestral	3	-	**3**	3	2	2	2	132	**141**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,91%	Anual	240	15	**255**	50	31	35	38	2.991	**3.145**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,95%	Semestral	12	1	**13**	5	3	3	4	200	**215**
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,31%	Mensual	7	-	**7**	16	5	-	-	-	**21**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	16,53%	Mensual	481	1.677	**2.158**	2.288	2.398	2.924	3.003	1.955	**12.568**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.302	5.810	**7.112**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	15,30%	Mensual	309	1.338	**1.647**	1.830	1.314	196	-	-	**3.340**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	2.639	14.542	**17.181**	14.901	16.154	3.194	-	-	**34.249**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	13,39%	Mensual	150	517	**667**	475	327	137	99	8	**1.046**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Rec. Regis. Empreendimentos	Brasil	BRL	15,01%	Mensual	102	222	**324**	305	322	405	471	3.088	**4.591**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14,26%	Mensual	17	68	**85**	89	98	79	7	3	**276**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,84%	Mensual	87	160	**247**	215	229	169	74	3.849	**4.536**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	1.004	5.411	**6.415**	5.770	6.144	1.135	-	-	**13.049**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	11,90%	Mensual	330	1.490	**1.820**	1.993	1.089	-	-	-	**3.082**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	17,77%	Mensual	180	726	**906**	532	386	444	344	119	**1.825**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	14,59%	Mensual	338	857	**1.195**	498	423	417	317	347	**2.002**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	139	559	**698**	762	798	820	-	-	**2.380**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,60%	Mensual	976	4.650	**5.626**	3.465	1.191	-	-	-	**4.656**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	772	4.155	**4.927**	4.276	4.726	935	-	-	**9.937**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	10	41	**51**	55	60	33	9	4	**161**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	RDA	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	272	**272**	-	-	-	6.693	-	**6.693**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	OLCA	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	234	**234**	-	-	-	5.755	-	**5.755**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	MPC	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	134	**134**	-	-	-	3.297	-	**3.297**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ALLIANCE	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	95	**95**	-	-	-	2.330	-	**2.330**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	JTC	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	44	**44**	-	-	-	1.080	-	**1.080**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	42,15%	Mensual	-	4	**4**	72	38	-	-	-	**110**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BCP_PE	Perú	PEN	4,89%	Semestral	1.360	-	**1.360**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank_PE	Perú	US$	4,17%	Semestral	299	-	**299**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Mareauto S.A. (leasing)	Perú	PEN	1,00%	Anual	52	-	**52**	-	84	-	-	-	**84**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	5,32%	Mensual	264	586	**850**	293	288	77	-	-	**658**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Renta Autos S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	336	-	**336**	-	-	-	-	677	**677**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	623	-	**623**	-	-	-	-	1.257	**1.257**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US$	8,87%	Anual	58	140	**198**	71	71	68	147	929	**1.286**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Caaritzzia Ramos	Panamá	US$	8,87%	Anual	82	212	**294**	74	74	74	163	950	**1.335**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	8,87%	Anual	134	237	**371**	277	277	277	353	1.330	**2.514**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	US$	7,20%	Anual	45	-	**45**	-	-	-	-	1.098	**1.098**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	63	-	**63**	-	-	-	-	1.550	**1.550**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	42	-	**42**	-	-	-	-	1.033	**1.033**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US$	9,68%	Anual	39	-	**39**	-	-	-	-	968	**968**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	30	-	**30**	-	-	-	-	742	**742**
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US$	6,69%	Mensual	34	107	**141**	151	162	171	78	161	**723**
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,04%	Mensual	7	-	**7**	284	165	66	-	-	**515**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	338	1.149	**1.487**	1.845	1.939	2.047	-	-	**5.831**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	157	-	**157**	11	26	15	18	942	**1.012**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	126	-	**126**	23	35	31	35	675	**799**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	34	40	**74**	55	58	73	85	1.929	**2.200**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associacao Comunitaria a Agropastoril dos Pequenos Productores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	13,50%	Mensual	20	4	**24**	7	7	11	11	1.438	**1.474**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	24	6	**30**	9	9	12	15	1.777	**1.822**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14,09%	Mensual	17	8	**25**	11	12	14	17	1.287	**1.341**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	23	19	**42**	25	27	33	39	1.438	**1.562**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,28%	Mensual	40	45	**85**	60	65	80	94	2.259	**2.558**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fazenda Araucaria Empreendimento	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	55	34	**89**	45	46	56	62	4.748	**4.957**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maestro Holding de Energia Ltda.	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	30	18	**48**	24	25	30	35	2.604	**2.718**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agenor Alves Moreira	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	2	4	4	1.049	**1.061**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Alaide Gomes Amorim	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	2	3	3	1.052	**1.062**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Liftra APS	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	542	1.068	**1.610**	1.208	1.392	1.479	2.020	2.534	**8.633**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	13,77%	Mensual	196	671	**867**	1.636	1.687	307	-	-	**3.630**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antônio Felisberto Filho	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	30	10	**40**	11	11	20	20	2.865	**2.927**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Social - F	Brasil	BRL	11,15%	Mensual	113	387	**500**	534	567	716	885	200	**2.902**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	José Mariano Nunes Junior	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	14	2	**16**	4	4	4	5	1.346	**1.363**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Silvia Maria Pinto de Carvalho	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	32	-	**32**	-	12	-	-	862	**874**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	16,74%	Anual	252	663	**915**	728	69	61	71	1.293	**2.222**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	-	70	**70**	35	61	35	35	1.842	**2.008**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,23%	Mensual	566	426	**992**	483	343	418	474	42.334	**44.052**
Total									**18.820**	**54.179**	**72.999**	**53.244**	**47.581**	**20.806**	**31.922**	**136.220**	**289.773**

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2024							
									Vencimiento			Vencimiento					
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	7,09%	Mensual	519	1.145	**1.664**	1.563	1.615	1.668	1.724	11.144	**17.714**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	11,49%	Mensual	206	6	**212**	9	40	26	29	1.883	**1.987**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	12,52%	Mensual	153	13	**166**	19	22	24	27	2.451	**2.543**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	11,13%	Mensual	84	8	**92**	11	13	14	16	1.346	**1.400**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	11,13%	Mensual	96	107	**203**	8	9	10	12	995	**1.034**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	13,79%	Mensual	69	6	**75**	9	10	11	13	1.316	**1.359**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	13,47%	Mensual	101	5	**106**	9	10	11	12	1.224	**1.266**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	11,58%	Mensual	112	177	**289**	238	267	299	334	3.136	**4.274**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	11,59%	Mensual	78	104	**182**	185	208	233	261	2.448	**3.335**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	11,58%	Mensual	61	79	**140**	25	158	177	198	1.924	**2.482**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	10,62%	Mensual	154	10	**164**	14	15	17	19	1.471	**1.536**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	11,49%	Mensual	63	6	**69**	10	11	13	14	1.340	**1.388**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S.	Colombia	COP	10,84%	Mensual	411	1.127	**1.538**	1.720	774	-	-	-	**2.494**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11,53%	Mensual	559	1.060	**1.619**	1.044	499	201	128	3.371	**5.243**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	15,03%	Trimestral	4	5	**9**	1	1	1	1	105	**109**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	359	1.188	**1.547**	1.606	1.829	1.898	2.286	3.711	**11.330**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.100	5.204	**6.304**	6.112	-	-	-	-	**6.112**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhoes	Brasil	BRL	11,72%	Mensual	157	679	**836**	911	868	317	-	-	**2.096**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Michel Esper Saad Junior	Brasil	BRL	13,83%	Mensual	33	139	**172**	187	210	115	-	-	**512**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,17%	Mensual	362	398	**760**	108	50	48	12	-	**218**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,42%	Mensual	10	34	**44**	41	53	55	59	9	**217**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,67%	Mensual	52	67	**119**	100	114	119	113	2.491	**2.937**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Social - Faelce	Brasil	BRL	17,92%	Mensual	122	432	**554**	578	649	664	810	1.069	**3.770**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,64%	Mensual	325	1.401	**1.726**	1.754	1.880	966	-	-	**4.600**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,90%	Mensual	241	390	**631**	348	225	207	220	172	**1.172**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridad Social	Brasil	BRL	8,64%	Mensual	196	958	**1.154**	465	-	-	-	-	**465**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,61%	Mensual	824	3.696	**4.520**	4.699	3.074	1.056	-	-	**8.829**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,15%	Mensual	122	446	**568**	609	700	733	759	40	**2.841**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,41%	Mensual	185	374	**559**	447	320	249	219	520	**1.755**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	2	7	**9**	7	11	11	13	12	**54**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	US$	4,95%	Mensual	99	295	**394**	132	132	9	-	-	**273**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	US$	5,50%	Mensual	60	180	**240**	71	66	8	-	-	**145**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	10	-	**10**	-	-	-	-	1.370	**1.370**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US$	8,87%	Anual	41	123	**164**	19	19	16	96	826	**978**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Caaritzzzia Ramos	Panamá	US$	8,87%	Anual	65	195	**260**	22	22	22	111	847	**1.024**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	8,87%	Anual	50	152	**202**	17	17	17	95	815	**961**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	US$	7,20%	Anual	27	-	**27**	-	-	-	-	1.266	**1.266**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	39	-	**39**	-	-	-	-	1.772	**1.772**
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Rosario Pecul, S.A.	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	22	-	**22**	-	-	-	-	650	**650**
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	30	-	**30**	-	-	-	-	910	**910**
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US$	9,68%	Anual	29	-	**29**	-	-	-	-	866	**866**
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US$	8,50%	Mensual	12	39	**51**	55	60	66	71	238	**490**
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	US$	6,75%	Anual	42	126	**168**	67	69	69	69	890	**1.164**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	262	948	**1.210**	1.199	1.502	1.581	1.631	6	**5.919**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	139	-	**139**	8	10	23	13	852	**906**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	20	25	**45**	33	37	38	49	1.164	**1.321**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	27	16	**43**	23	27	31	40	1.431	**1.552**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associacao Comunitaria a Agropastoril dos Pequenos Productores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	13,84%	Mensual	15	2	**17**	5	5	5	7	1.071	**1.093**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Emprendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,36%	Mensual	19	6	**25**	7	7	7	8	1.550	**1.579**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14,09%	Mensual	14	2	**16**	3	4	5	5	898	**915**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Espolio de Cirilo Benvindo de Souza	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	15	7	**22**	9	11	11	13	1.431	**1.475**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	19	7	**26**	9	11	12	16	1.039	**1.087**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,28%	Mensual	31	19	**50**	27	32	34	45	1.654	**1.792**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Potengy Energias Renovaveis	Brasil	BRL	12,14%	Mensual	17	27	**44**	39	43	44	52	987	**1.165**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fazenda Araucaria Empreendimento	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	48	27	**75**	35	40	41	51	4.268	**4.435**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maestro Holding de Energia Ltda.	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	27	15	**42**	19	22	22	27	2.341	**2.431**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agenor Alves Moreira	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	10	1	**11**	2	2	2	3	933	**942**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Alaide Gomes Amorim	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	10	1	**11**	2	2	2	3	936	**945**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Liftra APS	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	246	461	**707**	425	474	552	583	445	**2.479**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	José Mariano Nunes Junior	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	12	2	**14**	2	2	2	4	1.197	**1.207**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,83%	Anual	33	516	**549**	580	599	4	3	60	**1.246**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	-	61	**61**	11	11	86	55	1.670	**1.833**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,39%	Mensual	574	262	**836**	353	393	406	562	40.271	**41.985**
Total									**8.824**	**22.786**	**31.610**	**26.011**	**17.254**	**12.258**	**10.891**	**116.832**	**183.246**

20.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	2.133	6.495	**8.628**	14.351	9.741	6.044	1.998	-	**32.134**
Perú	US$	4,17%	299	-	**299**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,54%	15	44	**59**	59	28	-	-	-	**87**
Colombia	COP	11,10%	3.927	11.619	**15.546**	16.183	13.731	12.550	10.960	71.196	**124.620**
Brasil	BRL	14,26%	21.808	64.898	**86.706**	67.413	61.530	24.686	18.021	542.878	**714.528**
Panamá	US$	8,13%	125	1.836	**1.961**	942	901	711	686	8.462	**11.702**
Guatemala	US$	8,03%	485	1.330	**1.815**	4.105	1.067	886	489	3.670	**10.217**
Costa Rica	US$	7,34%	49	146	**195**	192	166	158	148	227	**891**
Total			**28.841**	**86.368**	**115.209**	**103.245**	**87.164**	**45.035**	**32.302**	**626.433**	**894.179**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Colombia	COP	10,21%	2.895	8.520	**11.415**	12.836	10.433	8.763	8.079	50.677	**90.788**
Brasil	BRL	13,11%	9.991	29.293	**39.284**	36.547	25.952	20.998	17.236	419.620	**520.353**
Panamá	US$	7,74%	101	1.777	**1.878**	588	567	548	526	6.694	**8.923**
Guatemala	US$	8,09%	172	502	**674**	3.020	983	944	904	4.620	**10.471**
Costa Rica	US$	8,50%	23	69	**92**	96	95	95	95	269	**650**
Total			**13.182**	**40.161**	**53.343**	**53.087**	**38.030**	**31.348**	**26.840**	**481.880**	**631.185**

21. Política de gestión de riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Américas con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Américas, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macrocategorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 38 subcategorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio, actuando como la primera línea, Controles Internos y Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea). Cada línea tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea y el Directorio de Enel Américas, a su vez, por la segunda y tercera línea.

Aunque el proceso de gestión de riesgos está descentralizado, siendo cada gestor responsable por los riesgos en sus respectivos procesos de negocio, el área de Control de Riesgos desempeña un papel esencial en el mapeo y la consolidación de los riesgos. Es responsable de integrar la información de riesgos de todas las unidades de negocio, alineándose con los principios de gobernanza de riesgos del Grupo Enel y asegurando el mantenimiento adecuado del proceso. Este enfoque facilita una visualización clara y la priorización de los riesgos, apoyando la toma de decisiones estratégicas y la implementación de acciones de gestión de riesgos más eficaces.

21.1 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	al 31.12.2025 %	al 31.12.2024 %
Tasa de interés fija	22%	24%

Esta razón considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

21.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Durante el cuarto trimestre de 2025, la gestión del riesgo de tipo de cambio se mantuvo en línea con la política de gestión de riesgos previamente mencionada, sin dificultades de acceso al mercado de derivados.

21.3 Riesgo de commodities

Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Américas continúa expuesto al riesgo de variaciones en los precios de ciertos commodities, principalmente a través de:

- La compra de combustibles para el proceso de generación de energía eléctrica.
- Las operaciones de compraventa de energía realizadas en mercados locales.

Con el objetivo de mitigar el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial que establece niveles de compromisos de venta alineados con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluye cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para los clientes regulados, sometidos a procesos de licitación a largo plazo, se han definido polinomios de indexación que permiten reducir la exposición a las variaciones en los precios de los commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo ha logrado minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del cuarto trimestre de 2025.

En consideración a las condiciones operativas de la generación eléctrica, la hidrología y la volatilidad de los precios de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía verifica de manera constante la conveniencia de implementar coberturas para reducir el impacto de estas variaciones en los resultados.

Al 31 de diciembre de 2025, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía destinadas a la cobertura del portafolio de contratación.

21.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas y derivados financieros ver notas 19 y 22.

Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.904.403 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de MUS$ 3.076.085 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 1.100.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional.

A dicha fecha, el Grupo Enel Américas presenta un capital de trabajo negativo, explicado principalmente por un mayor nivel de pasivos financieros corrientes. No obstante lo anterior, la Administración considera que el riesgo de liquidez se encuentra adecuadamente gestionado en atención a (i) la disponibilidad de efectivo, otros medios equivalentes y líneas de crédito adicionales mencionadas anteriormente, (ii) la generación recurrente de flujos de efectivo provenientes de las operaciones y (iii) el acceso histórico y esperado del Grupo a los mercados de deuda y de capitales.

21.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza la administración del riesgo crediticio aplicando las políticas del grupo, que buscan mitigar impactos, a partir de la evaluación del perfil de riesgo de las contrapartes, análisis de la probabilidad de pagos y cumplimientos, estudio de capacidad crediticia, definición de límites de crédito, definición de límites de exposición, condiciones de pago y monitoreo de las operaciones mientras permanecen vigentes.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en lo referente a carteras o cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo históricamente está acotado por las acciones y gestión oportuna de cobranzas preventiva y persuasiva para garantizar el recaudo, así mismo, los plazos de cobro a los clientes es corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales y regulación vigente en cada país. Para este fin se realiza seguimiento y monitoreo permanente a los clientes determinando su *score* o puntaje, con base a su perfil de pago.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo con

la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. A la fecha, se están realizando las actividades de corte de suministro con normalidad en todos los países que opera Enel Américas, excepto en los casos donde el corte está restringido debido a temas legales, características y atributos de algunos clientes o de sus regiones.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

21.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera, excluyendo aquella designada como instrumento de cobertura.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.
- Tasa de interés de los gastos financieros.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo periodo (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS$ 412.904.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

22. Instrumentos financieros

22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	3.352.854	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	17.558	-	-
Instrumentos derivados	56.511	-	-	9.754
Otros activos de carácter financiero	63.371	29.322	-	-
Total Corriente	**119.882**	**3.399.734**	**-**	**9.754**
Instrumentos de patrimonio	-	-	18.468	-
Cuentas por cobrar no corrientes	-	378.594	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	2	-	-
Instrumentos derivados	71.248	-	-	62.693
Otros activos de carácter financiero	5.394.683	353.765	-	-
Total No Corriente	**5.465.931**	**732.361**	**18.468**	**62.693**
Total	**5.585.813**	**4.132.095**	**18.468**	**72.447**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	2.675.966	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	14.975	-	-
Instrumentos derivados	13.741	-	-	52.968
Otros activos de carácter financiero	181.038	17.221	-	-
Total Corriente	**194.779**	**2.708.162**	**-**	**52.968**
Instrumentos de patrimonio	-	-	11.576	-
Cuentas por cobrar no corrientes	-	216.447	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	3	-	-
Instrumentos derivados	76.448	-	-	114.030
Otros activos de carácter financiero	4.070.019	317.072	-	-
Total No Corriente	**4.146.467**	**533.522**	**11.576**	**114.030**
Total	**4.341.246**	**3.241.684**	**11.576**	**166.998**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	2.208.230	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.341.533	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	671.241	-
Instrumentos derivados	33.033	-	5.701
Otros pasivos de carácter financiero	246	72.999	-
Total Corriente	**33.279**	**7.294.003**	**5.701**
Préstamos que devengan interés	-	4.574.752	-
Cuentas por pagar no corrientes	-	1.524.090	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	23.745	
Instrumentos derivados	733	-	76
Otros pasivos de carácter financiero	-	289.773	-
Total No Corriente	**733**	**6.412.360**	**76**
Total	**34.012**	**13.706.363**	**5.777**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	939.324	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.677.484	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	1.265.725	-
Instrumentos derivados	29.503	-	5.556
Otros pasivos de carácter financiero	9	31.610	-
Total Corriente	**29.512**	**5.914.143**	**5.556**
Préstamos que devengan interés	-	4.182.308	-
Cuentas por pagar no corrientes	-	1.291.587	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes		51.277	
Instrumentos derivados	-	-	-
Otros pasivos de carácter financiero	-	183.246	-
Total No Corriente	**-**	**5.708.418**	**-**
Total	**29.512**	**11.622.561**	**5.556**

22.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

> Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
> Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
> Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, 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:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	**61.972**	**36.465**	**12.983**	**74**	**2.667**	**57.753**	**4.399**	**-**
Cobertura flujos de caja	6.633	-	-	-	2.667	4.248	-	-
Cobertura de valor razonable	55.339	36.465	12.983	74	-	53.505	4.399	-
Cobertura de tipo de cambio:	**4.293**	**97.476**	**25.751**	**735**	**64.042**	**132.725**	**30.660**	**-**
Cobertura de flujos de caja	727	62.693	16.606	75	43.537	83.691	16.515	-
Cobertura de valor razonable	3.566	34.783	9.145	660	20.505	49.034	14.145	-
Total	**66.265**	**133.941**	**38.734**	**809**	**66.709**	**190.478**	**35.059**	**-**

A su vez, de forma complementaria se presenta el detalle de los instrumentos y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos de cobertura de deuda	65.538	133.941	36.891	803	56.594	190.478	34.425	-
Instrumentos de cobertura de inversión	282	-	688	-	9.100	-	395	-
Instrumentos de cobertura de ingresos operacionales	-	-	1.155	6	1.015	-	239	-
Otros	445	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**66.265**	**133.941**	**38.734**	**809**	**66.709**	**190.478**	**35.059**	**-**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	
			al 31.12.2025	al 31.12.2024
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	85.453	10.606
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(73)	45.415
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(660)	30.738
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	77.065	125.501
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	445	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(1.161)	776
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	387
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, planta y equipo	(406)	8.705

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

En las coberturas de valor razonable no existen partidas registradas en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	4.089	-	246	-	4.243	-	9	-

(1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior e inversiones de propiedades, planta y equipo. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2025 y 2024, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025							
	Valor Razonable	Valor Nocional						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	**85.380**	**574.223**	**4.554**	**9.108**	**77.260**	**99.977**	**520.609**	**1.285.731**
Cobertura de flujos de caja	6.633	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de valor razonable	78.747	574.223	4.554	9.108	77.260	99.977	520.609	1.285.731
Cobertura de tipo de cambio:	**75.283**	**334.455**	**239.969**	**36.192**	**36.939**	**37.025**	**210.468**	**895.048**
Cobertura de flujos de caja	46.739	245.725	35.084	15.539	16.286	16.372	48.222	377.228
Cobertura de valor razonable	28.544	88.730	204.885	20.653	20.653	20.653	162.246	517.820
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.843	37.942	-	-	-	-	-	37.942
Total	**164.506**	**946.620**	**244.523**	**45.300**	**114.199**	**137.002**	**731.077**	**2.218.721**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024							
	Valor Razonable	Valor Nocional						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	**56.021**	**274.692**	**219.913**	**-**	**-**	**-**	**342.361**	**836.966**
Cobertura de flujos de caja	6.915	274.692	219.913	-	-	-	342.361	836.966
Cobertura de valor razonable	49.106	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**166.107**	**564.237**	**122.567**	**36.180**	**13.808**	**13.808**	**287.837**	**1.038.437**
Cobertura de flujos de caja	110.713	415.845	76.064	13.808	13.808	13.808	49.263	582.596
Cobertura de valor razonable	55.394	148.392	46.503	22.372	-	-	238.574	455.841
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.234	11.851	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	11.851
Total	**226.362**	**850.780**	**342.480**	**36.180**	**13.808**	**13.808**	**630.198**	**1.887.254**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

22.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**70.053**	-	70.053	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**130.153**	-	130.153	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**4.089**	-	4.089	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	**18.468**	-	18.468	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	**5.453.965**	59.285	5.394.680	-
Total	**5.676.728**	**59.285**	**5.617.443**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**16.681**	-	16.681	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**22.862**	-	22.862	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**246**	-	246	-
Total	**39.789**	**-**	**39.789**	**-**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**134.144**	-	134.144	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**123.043**	-	123.043	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**4.243**	-	4.243	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	**11.576**	-	11.576	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	**4.246.814**	176.798	4.070.016	-
Total	**4.519.820**	**176.798**	**4.343.022**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**16.515**	-	16.515	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**18.544**	-	18.544	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**9**	-	9	-
Total	**35.068**	**-**	**35.068**	**-**

23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Deudores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.095.710	799.387	5.843	4.787
Proveedores por compra de combustibles y gas	886	949	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.261.813	1.021.830	32.531	33.392
Cuentas por pagar por compra de activos	127.703	78.751	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	201.923	414.699	267.794	306.872
Sub total	**2.688.035**	**2.315.616**	**306.168**	**345.051**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	43.559	143.143	-	-
Multas y reclamaciones (2)	74.866	58.623	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	101.584	90.793	63.350	45.022
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	35.069	17.209	-	-
Cuentas por pagar al personal	170.323	216.367	-	129
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	128.283	247.108	867.337	712.580
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	381.742	391.116	179.833	138.319
Cuentas por pagar "baja renta" (5)	122.348	-	-	-
Generación Distribuida Brasil	61.489	-	-	-
Compensación mercado regulado Brasil	73.599	38.145	4.411	-
Obligación con UAESP (6)	-	-	60.800	-
Otras cuentas por pagar	181.055	176.573	42.191	50.486
Sub total	**1.373.917**	**1.379.077**	**1.217.922**	**946.536**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**4.061.952**	**3.694.693**	**1.524.090**	**1.291.587**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2025, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS$157.278 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$377.250 al 31 de diciembre de 2024), MUS$267.539 de cuentas por pagar por compra de energía refinanciadas según las actas acuerdo de regularización de obligaciones (MUS$328.697 al 31 de diciembre de 2024) y MUS$44.900 correspondiente a Beneficio Tasa Subsidiada (MUS$15.624 al 31 de diciembre de 2024). Ver nota 35.5.a) (ii).

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador (ENRE) por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública, incluye la actualización financiera de dichas multas.

(3) Ver nota 8, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 9 Activos sectoriales Brasil.

(5) Corresponde al monto que se transferirá a los clientes, producto de los descuentos aplicados a las tarifas energéticas de clases específicas de consumidores. Los recursos provienen de la Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE"), y son aprobados por ANEEL en el proceso de reajuste anual de tarifas. En julio de 2025, la ANEEL definió el monto anual del subsidio del CDE destinado a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, y Enel Distribución Sao Paulo, a ser transferido por el organismo encargado de tal fin (CCEE).

(6) Corresponde a acuerdo alcanzado con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP) por parte de nuestra subsidiaria Enel Colombia (ver nota 35.3.60).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se expone en Anexo 4.

24. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Por reclamaciones legales (*)	44.473	43.546	405.461	326.984
Provisiones por Impuestos	2.833	5.244	80.186	69.956
Por desmantelamiento o restauración (**)	1.434	2.289	16.352	10.598
Provisión Medio Ambiente (***)	60.674	38.480	211.548	139.172
Otras provisiones	105.107	67.919	51.667	54.834
Total	**214.521**	**157.478**	**765.214**	**601.544**

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 35.3.

(**) Al 31 de diciembre de 2025, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de subsidiarias de generación de energías renovables de Brasil.

(***) Corresponde principalmente a obligaciones medioambientales de la subsidiaria Enel Colombia S.A., donde destacan: Central Hidroeléctrica El Quimbo: Obligaciones derivadas de la licencia ambiental y obras para el proyecto, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central; Plan de compensación Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR): Plan de compensación asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación; Parque Solar El Paso: las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Por Reclamaciones Legales	Por Impuestos	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo inicial al 01.01.2025	**370.530**	**75.200**	**12.887**	**300.405**	**759.022**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	135.360	(310)	3.853	109.552	**248.455**
Provisión Utilizada	(127.717)	(763)	(1.566)	(57.880)	**(187.926)**
Actualización efectos	81.131	361	933	46.006	**128.431**
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	41.994	8.533	1.679	42.692	**94.898**
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(51.364)	(2)	-	(11.779)	**(63.145)**
Total Movimientos en Provisiones	**79.404**	**7.819**	**4.899**	**128.591**	**220.713**
Saldo final al 31.12.2025	**449.934**	**83.019**	**17.786**	**428.996**	**979.735**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Por Reclamaciones Legales	Por Impuestos	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo inicial al 01.01.2024	**441.945**	**152.402**	**21.071**	**190.201**	**805.619**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	126.647	(37.597)	(5.433)	178.219	**261.836**
Provisión Utilizada	(106.201)	(1.096)	(1.411)	(63.964)	**(172.672)**
Actualización efectos	63.073	(11.326)	1.389	41.966	**95.102**
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(98.271)	(25.437)	(2.729)	(44.680)	**(171.117)**
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(56.663)	(1.746)	-	(1.337)	**(59.746)**
Total Movimientos en Provisiones	**(71.415)**	**(77.202)**	**(8.184)**	**110.204**	**(46.597)**
Saldo final al 31.12.2024	**370.530**	**75.200**	**12.887**	**300.405**	**759.022**

25. Obligaciones por beneficios post empleo

25.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Panamá y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Plan de salud: De acuerdo con el convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Rio S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.) y Enel Colombia.

b) Otros Beneficios:

- Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Colombia.

- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.

- Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Enel Colombia.

- Planes de Educación y Energía: De acuerdo con el Convenio Colectivo, Enel Colombia otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Obligaciones post empleo	2.775.055	2.656.290
(-) Plan de activos (*)	(2.499.466)	(1.920.053)
Total	**275.589**	**736.237**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	85.550	83.762
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	34.786	47.141
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	**395.925**	**867.140**

(i) Obligaciones Post Empleo, neto

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Planes de Pensión	297.031	804.867
Planes de Salud	80.515	41.853
Otros Planes	18.379	20.420
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**395.925**	**867.140**

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A., ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$68.924 y MUS$16.626 respectivamente al 31 de diciembre de 2025 (MUS$65.594 y MUS$18.168 al 31 de diciembre de 2024, respectivamente). Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14- El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo con las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A. y en Enel Distribución Sao Paulo S.A., de acuerdo con lo establecido por la CINIIF 14, al 31 de diciembre de 2025 se registraron MUS$10.667 y MUS$24.119, respectivamente (MUS$9.764 y MUS$37.377 al 31 de diciembre de 2024, respectivamente) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasiletros (institución de fondos de pensiones que gestiona los planes complementarios para los empleados y jubilados) y Enel Distribución Sao Paulo firmó con Vivest (entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.728	2.410	3.807
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	344.861	327.756	337.759
Ingresos por intereses activos del plan	(294.662)	(207.688)	(201.519)
Costos de Servicios Pasados	(11.130)	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	16.458	3.961	6.665
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**58.255**	**126.439**	**146.712**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	(220.817)	(125.504)	194.239
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**(162.562)**	**935**	**340.951**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**1.600.122**
Costo Neto por Intereses	124.028
Costos de los Servicios en el Período	2.410
Beneficios Pagados en el Período	(26.161)
Aportaciones del Período	(434.863)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(484.311)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	276.868
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(24.917)
Cambios del Límite de Activo	57.803
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	49.053
Traspaso del personal	(1.447)
Diferencias de conversión	(271.445)
Saldo final al 31.12.2024	**867.140**
Costo Neto por Intereses	66.657
Costos de los Servicios en el Período	2.728
Beneficios Pagados en el Período	(15.174)
Aportaciones del Período	(390.857)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	17.294
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(234.182)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	39.289
Cambios del Límite de Activo	(20.104)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(23.114)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(11.130)
Traspaso del personal	1.131
Diferencias de conversión	96.247
Saldo final al 31.12.2025	**395.925**

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**3.665.049**
Costo del servicio corriente	2.410
Costo por intereses	327.755
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(736.981)
Contribuciones pagadas	(393.053)
Traspaso del personal	(1.447)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(484.311)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	276.868
Saldo final al 31.12.2024	**2.656.290**
Costo del servicio corriente	2.728
Costo por intereses	344.861
Aportaciones Efectuadas por los participantes	63
Diferencia de conversión de moneda extranjera	330.631
Contribuciones pagadas	(332.631)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(11.130)
Traspaso del personal	1.131
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	17.294
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(234.182)
Saldo final al 31.12.2025	**2.775.055**

Al 31 de diciembre de 2025, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,04% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,04% al 31 de diciembre de 2024), en un 96,25% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,14% al 31 de diciembre de 2024), en un 3,23% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,23% al 31 de diciembre de 2024), en un 0,47% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,57% al 31 de diciembre de 2024) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de Enel Panamá (0,02% al 31 de diciembre de 2024).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**(2.108.471)**
Ingresos por intereses	(207.688)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(24.917)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	488.994
Aportaciones del empleador	(434.863)
Contribuciones pagadas	366.892
Saldo final al 31.12.2024	**(1.920.053)**
Ingresos por intereses	(294.662)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	39.289
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(250.577)
Aportaciones del empleador	(390.857)
Aportaciones pagadas	(63)
Contribuciones pagadas	317.457
Saldo final al 31.12.2025	**(2.499.466)**

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 31.12.2025		al 31.12.2024	
Acciones (renta variable)	14.571	0,58%	100.267	5,22%
Activos de renta fija	2.402.745	96,13%	1.690.210	88,03%
Inversiones inmobiliarias	38.245	1,53%	51.225	2,67%
Otros	43.905	1,76%	78.351	4,08%
Total	**2.499.466**	**100%**	**1.920.053**	**100%**

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, (i) Faelce, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará S.A. mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará S.A. y (ii) Brasiletros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río S.A., (iii) Vivest, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Inmuebles	27.893	20.989
Total	**27.893**	**20.989**

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**38.516**
Intereses de Activo no reconocidos	3.504
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	57.803
Diferencias de Conversión	(16.061)
Saldo final al 31.12.2024	**83.762**
Intereses de Activo no reconocidos	11.380
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(20.104)
Diferencias de Conversión	10.512
Saldo final al 31.12.2025	**85.550**

25.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Tasas de descuento utilizadas	5,33%	5,10%	12,08% - 12,66%	12,15% - 12,98%	9,52% - 12,96%	8,21% - 12,39%	29,43%	40,20%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	3,80%	5,02% - 5,55	5,02% - 5,55	5,20%	9,50%	22,10%	33,10%
Tablas de mortalidad	CB-H-2020 y RV-M-2020	CB-H-2020 y RV-M-2020	AT2000	AT2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	8,57%	8,74%	12,63%	12,63%	7,83%	0,26%	1,33%	1,33%

- Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2025 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS$206.104 en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$244.564 en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 fueron de MUS$7.064, MUS$6.040 y MUS$7.751, respectivamente.

- Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a MUS$423.442.

- Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,25 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	319.407
2	287.664
3	280.685
4	274.005
5	267.149
6 a 10	1.294.826

- Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:

Vivest, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo S.A., por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El 2 de mayo de 2019 (vigente a partir del 1 junio de 2019) se aprobó el cierre del plan para el ingreso de nuevos participantes, los que ya estaban continúan con las mismas condiciones anteriores. Por otra parte, el ente regulador (PREVIC) aprobó la apertura del nuevo plan de Contribución definida para la incorporación de nuevos empleados – Plan CD I.

En el primer semestre de 2024, la Compañía decidió amortizar parte del saldo pendiente de su fondo de pensión (PSAP), y realizó un pago extraordinario por el valor de R$ 1.453.000 (MUS$277.166). Los pagos de las cuotas mensuales realizados en el primer semestre de 2024, no se vieron impactados por esta amortización extraordinaria y se produjeron en la fecha de vencimiento.

En marzo de 2025, la Compañía decidió amortizar parte del saldo pendiente de su fondo de pensión (PSAP), y realizó un pago extraordinario por el valor de R$ 1.453.000 (MUS$248.544). Los pagos de las cuotas mensuales realizados en el primer trimestre de 2025, no se vieron impactados por esta amortización extraordinaria y se produjeron en la fecha de vencimiento. Es importante resaltar que la amortización extraordinaria antes mencionada no generó cambios en los supuestos actuariales utilizados para emitir el informe actuarial correspondiente al 31 de diciembre de 2025.

26. Patrimonio

26.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a MUS$15.799.227 representado por 107.279.889.530 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

26.2 Acciones propias en cartera

Al 31 de diciembre de 2025, las acciones propias en cartera ascienden a MUS$471.944. Este importe, que representa 4.291.195.581 acciones, surgió de un programa de adquisición de acciones de propia emisión que la Compañía ejecutó durante el presente ejercicio, e incluye MUS$ 1.027 de costos directamente vinculados a la operación, tales como costos de asesores financieros y legales.

Programa de adquisición de acciones de propia emisión

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 28 de agosto de 2025, se aprobó un programa de adquisición de acciones de propia emisión, con el objetivo de optimizar la estructura de capital y mejorar el retorno por acción al accionista. El programa se estableció bajo los siguientes términos:

a) Adquirir un máximo de un 4% de las acciones suscritas y pagadas de la Sociedad.
b) Duración del programa: 90 días corridos a contar de la fecha de la junta.
c) Precio de adquisición: delegar en el Directorio la fijación del precio de adquisición de las acciones, el cual debe considerar como base el precio promedio ponderado de la acción durante los 90 días corridos anteriores al día 30 de julio de 2025, según la cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago, más un premio de hasta un 15%, quedando plenamente facultado el Directorio para modificar el precio cuantas veces lo estime necesario en cualquiera de las oportunidades de ejecución del programa.

Por su parte, con fecha 28 de agosto de 2025, el Directorio de la compañía acordó dar inicio al programa señalado, a través de un mecanismo de prorrata de oferta firme en bloque, por un 4% de las acciones suscritas y pagadas en que se divide el capital social de la Sociedad (equivalente a 4.291.195.581 acciones), a un precio por acción de $105,23 (US$ 0,1097). La oferta tuvo un período inicial de 30 días, entre los días 29 de agosto de 2025 y 27 de septiembre de 2025.

Con fecha 29 de septiembre de 2025, la Sociedad informó mediante hecho esencial que la oferta fue declarada exitosa, y, en consecuencia, la Compañía adquirió con fecha 1 de octubre de 2025 el número de acciones señaladas anteriormente. Además, en la misma fecha, se efectuó el traspaso a la Compañía de la propiedad de las acciones adquiridas.

26.3 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
106	Provisorio	29/11/2023	26/1/2024	117.411	0,00109	2023
107	Definitivo	30/4/2024	30/5/2024	141.870	0,00132	2023
108	Provisorio	21/11/2024	31/1/2025	369.833	0,00345	2024
109	Definitivo	30/4/2025	29/5/2025	406.907	0,00379	2024
110	Provisorio	30/10/2025	23/1/2026	96.213	0,00093	2025

26.4 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(1.291.822)	(1.115.926)	(1.033.934)
Enel Brasil S.A.	(3.003.727)	(4.357.869)	(1.868.029)
Enel Argentina S.A.	(910.214)	(792.108)	(735.641)
Hidroinvest S.A.	(657.986)	(631.300)	(619.460)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(54.110)	(355.232)	(123.991)
Enel Perú S.A.	18.818	5.315	(128.261)
Enel Generación Piura S.A.	(444)	-	-
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	(25.100)	892	(20.770)
Enel Costa Rica CAM S.A. (ex Enel Green Power Costa Rica S.A.)	(8.915)	2.566	(6.911)
Enel Guatemala S.A. (ex Enel Green Power Guatemala S.A.)	(18.089)	2.264	(15.083)
Otros	(10.539)	(10.392)	(9.811)
Total	**(5.962.128)**	**(7.251.790)**	**(4.561.891)**

Para mayor información, ver nota 2.9.

26.5 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

26.6 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2025, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Edesur ascienden a MUS$99.864 y MUS$644.103.

26.7 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2025	Movimiento 2025	al 31.12.2025
Diferencias de cambio por conversión (a)	(7.251.790)	1.289.662	(5.962.128)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(4.852)	(4.755)	(9.607)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(2.888)	6.653	3.765
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	(3.242)	3.242	-
Otras reservas varias (d)	(2.490.892)	263.069	(2.227.823)
Total	**(9.753.664)**	**1.557.871**	**(8.195.793)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2024	Movimiento 2024	al 31.12.2024
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.561.891)	(2.689.899)	(7.251.790)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(84.801)	79.949	(4.852)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(7.471)	4.583	(2.888)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	296.410	(299.652)	(3.242)
Otras reservas varias (d)	(3.137.066)	646.174	(2.490.892)
Total	**(7.494.819)**	**(2.258.845)**	**(9.753.664)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2023	Movimiento 2023	al 31.12.2023
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.804.421)	242.530	(4.561.891)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(65.030)	(19.771)	(84.801)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.366)	(6.105)	(7.471)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	(183.875)	480.285	296.410
Otras reservas varias (d)	(3.502.702)	365.636	(3.137.066)
Total	**(8.557.394)**	**1.062.575**	**(7.494.819)**

a) Reservas por diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (nota 2.9) y
- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (nota 3.c.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5).

c) Reservas de activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta: Corresponden a reservas por diferencias de cambio por conversión y reservas de cobertura flujo de efectivo de las compañías que se encuentran clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 5).

d) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a las NIIF (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	2.978.054	2.728.399	2.082.225
Reserva por aumento de capital año 2021 (8)	(13.944)	(13.944)	(13.944)
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (9)	(1.259.422)	(1.259.422)	(1.259.422)
Reserva por fusión de Enel Colombia (10)	(502.910)	(502.910)	(502.910)
Otras reservas varias (11)	(66.142)	(79.556)	(79.556)
Total	**(2.227.823)**	**(2.490.892)**	**(3.137.066)**

1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.
3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.

6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.

7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.

8) Reserva Aumento de capital año 2021: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t).

9) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.

10) Reserva por fusión de Enel Colombia: Durante el ejercicio 2022, la sociedad registró un cargo de MUS$502.910 como consecuencia de la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A.S. ESP, Codensa S.A.S. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA, efecto que fue determinado según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común. La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP.

11) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

26.8 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	%	Patrimonio		Resultado		
	al 31.12.2025	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Enel Distribución Ceará S.A.	23,41%	241.610	225.854	16.481	22.377	16.360
Enel Colombia S.A. E.S.P.	42,66%	1.683.450	1.405.785	317.525	228.743	184.574
Enel Distribución Perú S.A. (ver nota 5.1)	0,00%	-	-	-	12.363	25.652
Enel Generación Perú S.A. (ver nota 5.1)	0,00%	-	-	-	1.628	22.923
Chinango S.A.C. (ver nota 5.1)	0,00%	-	-	-	6.145	7.614
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	339.632	357.524	5.293	(16.684)	32.803
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	21.024	32.796	8.526	(13.849)	7.692
Inversora Dock Sud S.A. (ver nota 5.5)	42,86%	-	-	-	-	(2.707)
Central Dock Sud S.A. (ver nota 5.5)	29,76%	-	-	-	-	(2.443)
Enel Generación Piura S.A. (ver nota 5.1)	3,50%	2.853	2.845	561	828	1.352
Enel Fortuna S.A.	49,95%	242.037	230.279	37.804	26.986	11.426
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.729	4.675	154	37	162
Otros		17.907	17.081	(722)	3.777	2.841
Total		**2.553.242**	**2.276.839**	**385.622**	**272.351**	**308.249**

27. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Ingresos de Actividades Ordinarias	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Ventas de energía	**10.603.989**	**10.535.065**	**9.843.139**
Generación	**3.182.457**	**3.178.017**	**2.934.395**
Clientes Regulados	1.211.913	1.165.540	1.157.774
Clientes no Regulados	1.419.560	1.476.227	1.339.098
Ventas de Mercado Spot	550.984	536.250	437.523
Distribución	**7.421.532**	**7.357.048**	**6.908.744**
Residenciales	4.282.589	4.087.363	3.670.351
Comerciales	1.852.893	1.881.063	1.809.955
Industriales	668.333	668.022	620.104
Otros Consumidores	617.717	720.600	808.334
Otras ventas	**21.811**	**21.874**	**22.043**
Ventas de gas	16.263	18.952	17.957
Ventas de productos y servicios	5.548	2.922	4.086
Otras prestaciones de servicios	**2.193.085**	**2.058.973**	**1.903.248**
Peajes	1.857.676	1.737.391	1.574.001
Prestaciones de servicios y asesorías negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	231.262	206.264	214.904
Otras prestaciones	104.147	115.318	114.343
Total Ingresos de actividades ordinarias	**12.818.885**	**12.615.912**	**11.768.430**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Otros Ingresos	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Ingresos por contratos de construcción	1.171.158	916.586	776.810
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	188.093	197.161	200.992
Multas por retraso en las facturas de energía	90.889	62.811	58.533
Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (1)	92.503	-	-
Ingreso por restricción de suministro (curtailment) (2)	55.261	-	-
Otros	89.673	111.352	83.274
Total Otros Ingresos	**1.687.577**	**1.287.910**	**1.119.609**

(1) Ver nota 35.5.a) (ii) Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur. Incluye ajuste de la inflación por aplicación NIC 29 en argentina (economías hiperinflacionarias) por MUS$6.566.

(2) Restricción de suministro eléctrico: el 24 de noviembre de 2025, en Brasil se publicó la Ley N° 15.269/2025, la que establece disposiciones legales que regulan la compensación económica a los generadores eléctricos por restricciones de generación ("curtailment") dentro del ámbito del Sistema Nacional Interconectado (SIN). Esta ley establece que los titulares de subvenciones para generación eólica y solar fotovoltaica tienen derecho a una compensación por los impactos económicos derivados de la indisponibilidad externa y los eventos de fiabilidad eléctrica ocurridos entre el 1 de septiembre de 2023 y el 25 de noviembre de 2025, siempre que se adhiera al Término de Compromiso, con la consiguiente retirada de demandas relacionadas con el tema.

En base a lo anterior, el Grupo reconoció, al término del ejercicio 2025, un importe total de MBRL$ 347.640 (MUS$62.312), de los cuales MBRL$ 334.567 (MUS$59.969) se relacionan al reembolso por restricciones incurridas en el periodo de septiembre de 2023 a noviembre de 2025 y MBRL$ 13.073 (MUS$2.343) correspondientes a la actualización financiera de dichos reembolsos.

28. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Compras de energía	(5.659.718)	(5.904.117)	(5.184.212)
Consumo de combustible	**(35.330)**	**(65.759)**	**(73.892)**
Gas	(23.099)	(14.223)	(16.028)
Petróleo	(4.168)	(2.859)	(22.673)
Carbón	(8.063)	(48.677)	(35.191)
Gastos de transporte	(1.229.703)	(1.245.299)	(1.190.481)
Costos por contratos de construcción	(1.169.044)	(914.460)	(775.147)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(448.690)	(417.545)	(447.979)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(8.542.485)**	**(8.547.180)**	**(7.671.711)**

29. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Sueldos y salarios	(433.442)	(408.561)	(388.461)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	1.338	(8.450)	(11.558)
Seguridad social y otras cargas sociales	(283.763)	(256.372)	(237.710)
Otros gastos de personal	(25.822)	(16.688)	(1.486)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(741.689)**	**(690.071)**	**(639.215)**

30. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Depreciación	(634.354)	(574.536)	(451.204)
Amortización	(494.941)	(556.063)	(497.957)
Total	**(1.129.295)**	**(1.130.599)**	**(949.161)**

En las subsidiarias brasileñas, la depreciación de Propiedades, Planta y Equipos y la amortización de activos intangibles se presenta neta de impuestos PIS y COFINS.

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación			Distribución			Otros			Total		
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Reversión (Pérdidas) por deterioro Intangibles (ver nota 14)	(38.096)	(42.281)	-	-	-	-	-	-	-	**(38.096)**	**(42.281)**	**-**
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 15)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.891)	**-**	**-**	**(5.891)**
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver notas 5)	6.533	(49.274)	-	-	-	-	-	-	-	**6.533**	**(49.274)**	**-**
Propiedades, planta y equipo (ver nota 16)	(5.132)	(10.348)	(149.731)	-	-	-	(3.320)	(12.810)	-	**(8.452)**	**(23.158)**	**(149.731)**
Reversión (Pérdidas) Otros Activos (ver nota 8)	-	-	-	(49.308)	-	-	-	-	-	**(49.308)**	**-**	**-**
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	**(36.695)**	**(101.903)**	**(149.731)**	**(49.308)**	**-**	**-**	**(3.320)**	**(12.810)**	**(5.891)**	**(89.323)**	**(114.713)**	**(155.622)**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	(8.824)	(11.780)	205	(345.545)	(237.842)	(256.072)	(7.039)	(39.102)	(646)	**(361.408)**	**(288.724)**	**(256.513)**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	**(8.824)**	**(11.780)**	**205**	**(345.545)**	**(237.842)**	**(256.072)**	**(7.039)**	**(39.102)**	**(646)**	**(361.408)**	**(288.724)**	**(256.513)**
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	**(45.519)**	**(113.683)**	**(149.526)**	**(394.853)**	**(237.842)**	**(256.072)**	**(10.359)**	**(51.912)**	**(6.537)**	**(450.731)**	**(403.437)**	**(412.135)**

31. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(470.160)	(502.878)	(496.205)
Otros suministros y servicios	(217.618)	(194.305)	(153.827)
Reparaciones y conservación	(212.720)	(185.452)	(148.526)
Gastos administrativos	(110.353)	(105.612)	(104.349)
Primas de seguros	(58.584)	(41.636)	(30.812)
Tributos y tasas	(33.480)	(35.394)	(33.080)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(17.416)	(19.975)	(17.744)
Gastos de viaje	(8.375)	(7.279)	(8.077)
Indemnizaciones y multas	(1.318)	(679)	(1.137)
Arrendamientos y cánones	(4.111)	(5.588)	(625)
Gastos de medio ambiente	(276)	(499)	(399)
Total	**(1.134.411)**	**(1.099.297)**	**(994.781)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 fueron de MUS$37, MUS$52 y MUS$124, respectivamente.

32. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Disposiciones y bajas inmovilizado material	1.227	4.764	(877)
Pérdida en venta de Inversión Enel Costanera (1)	-	-	(87.409)
Pérdida en venta de inversión Dock Sud (1)	-	-	(193.340)
Utilidad en venta de inversión compañías ZE (2)	541	-	2.359
Indemnización por activos concesionados de CIEN (3)	-	-	106.975
Utilidad en venta de inversión Transmisora de Energía Renovable S.A. (4)	-	-	3.169
Utilidad en venta de inversión Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (5)	-	-	50
Pérdida en venta de inversión Enel Distribución Goiás S.A. (6)	-	-	(25.814)
Otros	178	360	97
Total Otras ganancias (pérdidas)	**1.946**	**5.124**	**(194.790)**

(1) Ver Nota 5.5

(2) Ver Nota 2.5 iv), 5.4 y 13

(3) Ver Nota 5.6

(4) Ver Nota 5.3

(5) Ver Nota 5.7

(6) Correspondiente a ajuste de precio, lo que implicó reconocer una pérdida adicional en la venta de Enel Distribución Goiás, efectuada en el mes de diciembre de 2022.

33. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Efectivo y otros medios equivalentes	117.267	174.803	187.797
Actualización monetaria sobre impuestos (Brasil)	76.071	42.502	17.267
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	50.084	50.730	77.888
Activos y pasivos regulatorios subsidiarias brasileñas	62.281	35.033	32.348
Resultados por instrumentos derivados	23.000	79.886	61.220
Actualización monetaria por la mantención de depósitos en procesos judiciales	2.305	12.722	14.694
Ingresos financieros por concesiones CINIIF 12 (Costa Rica)	2.132	2.200	1.958
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan de pensiones (Brasil)	677	3	3
Otros ingresos financieros (1)	42.184	53.737	82.300
Total Ingresos Financieros	**376.001**	**451.616**	**475.475**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Costos Financieros	**(1.307.207)**	**(1.587.843)**	**(1.635.259)**
Préstamos bancarios	(339.841)	(303.192)	(247.057)
Obligaciones con el público	(211.079)	(216.192)	(299.509)
Pasivos por arrendamientos	(39.030)	(28.625)	(23.883)
Valoración derivados financieros	(62.897)	(82.298)	(233.852)
Actualizacion financiera de provisiones (2)	(128.431)	(95.102)	(78.790)
Gastos financieros activados	32.897	37.223	56.133
Obligación por beneficios post empleo (3)	(67.334)	(124.032)	(142.872)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(4.019)	(3.983)	(4.026)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(18.490)	(83.921)	(117.636)
Intereses provenientes de la deuda de CAMMESA	(134.010)	(331.774)	(151.414)
Activos y pasivos regulatorios subsidiarias brasileñas	(60.506)	(77.075)	(64.730)
Multas e intereses	(48.933)	(42.402)	(56.216)
Actualización monetaria sobre impuestos (Brasil)	(42.846)	(42.718)	(14.429)
Otros costos financieros (5)	(182.688)	(193.752)	(256.978)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**191.363**	**331.125**	**333.192**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**(46.566)**	**(87.125)**	**84.993**
Total Costos Financieros	**(1.162.410)**	**(1.343.843)**	**(1.217.074)**
Total Resultado Financiero	**(786.409)**	**(892.227)**	**(741.599)**

(1) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, incluye ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiaria de generación argentina por MUS$5.778 (MUS$8.096 y MUS$9.134 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente) y otros ingresos por MUS$36.406 (MUS$45.641 y MUS$73.166 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente).

(2) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, principalmente se incluyen MUS$20.551 (MUS$44.439 y MUS$25.884 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver nota 23) y actualizaciones financieras de reclamaciones legales de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS$80.128 (MUS$41.996 y MUS$43.672 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente).

(3) Ver nota 25.2.c).

(4) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, son incluidos principalmente Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$12.711 (MUS$68.544 y MUS$92.219 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS$5.779 (MUS$15.376 y MUS$25.417 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente) (ver nota 10.1.c).

(5) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, se incluyen costos bancarios por MUS$29.352 (MUS$41.620 y MUS$39.018 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente), actualización financiera por acuerdo con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) de Colombia por MUS$53.888 (ver nota 35.3.60) (MUS$0 al 31 de diciembre de 2024 y 2023) y otros por MUS$99.448 (MUS$152.132 y MUS$217.960 al 31 de diciembre de 2024 y 2023).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Inventario	9.918	25.492	14.440
Otros activos financieros no corrientes	-	4.592	10.010
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	278	414	498
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.053	70.429	46.576
Plusvalía	-	-	2.044
Propiedades, planta y equipo	568.388	1.349.260	973.313
Activos por impuestos diferidos	83.966	198.807	100.452
Pasivos por impuestos diferidos	(204.650)	(542.122)	(365.072)
Patrimonio Total	(336.448)	(883.591)	(553.378)
Ingresos	(175.479)	(227.423)	(306.068)
Costos	179.082	249.823	367.579
Resultado financiero	27.252	56.516	51.806
Otros Gastos Distintos a la operación	(1.937)	(4.790)	(8.622)
Impuesto Sobre Sociedades	11.940	33.718	(386)
Resultado por Hiperinflación (1)	**191.363**	**331.125**	**333.192**
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**191.363**	**331.125**	**333.192**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Efectivo y equivalentes al efectivo	20.717	(20.627)	11.509
Otros activos financieros	143.004	60.620	109.383
Otros activos no financieros	43.595	71.110	140.288
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	111.399	(85.077)	29.722
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(211.949)	(42.220)	(220.037)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(153.332)	(57.934)	57.671
Otros pasivos no financieros	-	(12.997)	(43.543)
Total Diferencias de Cambio	**(46.566)**	**(87.125)**	**84.993**

1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver nota 2.9).

34. Información por segmento

34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basados en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Centroamérica

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria, Enel Generación El Chocón (ver notas 3.a y 40); en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN (ver nota 5.6), Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Costa Rica CAM S.A., Enel Guatemala S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Generación Piura.

Cabe destacar que, con fecha 17 de febrero de 2023 y 14 de abril de 2023, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud, respectivamente, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Argentina hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, formaron parte de los resultados consolidados de Enel Américas. Ver nota 5.5.

Con fecha 19 de octubre de 2023, el Grupo enajenó el 100% de participación de la sociedad Transmisora de Energía Renovable S.A. (sociedad que formaba parte de Enel Guatemala S.A.) y que formaba parte del segmento de Generación y Transmisión en Centro América hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, formaron parte de los resultados consolidados de Enel. Ver nota 5.3.

Con fecha 9 de mayo de 2024 el Grupo enajenó su participación en las sociedades Enel Generación Perú y Chinango, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Perú hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades calificó como operaciones discontinuadas, y por lo tanto sus resultados no forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia no

están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 5.1 y 39.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en tres países diferentes.

Los siguientes tres segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); y en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.

Cabe destacar que, con fecha 12 de junio de 2024 el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Distribución Perú S.A. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), su venta calificó como operaciones discontinuadas, y por lo tanto sus resultados no forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia no están incluidos en los resultados del segmento de Distribución que se detallan más adelante. Ver notas 5.1 y 39.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA[1], Capex Total[2], Utilidad Neta, Energía Total de Generación[3] y Distribución y redes[4], entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;

[1] Corresponde a Ganancia (pérdida) antes de impuestos excluyendo Gasto por depreciación y amortización, Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros, ingresos y costos financieros, participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación, y otras ganancias. Lo cual es representado por el resultado de la explotación.
[2] Corresponde a compras de Propiedades, planta y equipo y Activos intangibles distintos de plusvalía.
[3] Corresponde a la energía eléctrica generada en las unidades generadoras por tipo de tecnología, eliminando los consumos propios en un periodo determinado.
[4] Corresponde a la cantidad de electricidad distribuida, libre de cualquier pérdida, en un período determinado.

c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**
Activos Corrientes	**1.357.735**	**1.323.881**	**4.205.842**	**3.549.147**	**1.132.247**	**2.546.323**	**6.695.824**	**7.419.351**
Efectivo y equivalentes al efectivo	588.903	372.180	321.581	448.404	993.919	2.255.501	**1.904.403**	**3.076.085**
Otros activos financieros corrientes	85.583	206.641	65.884	46.330	7.491	11.997	**158.958**	**264.968**
Otros activos no financieros, corriente	61.550	52.706	347.361	282.084	79.532	82.357	**488.443**	**417.147**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	402.234	320.769	2.879.021	2.319.117	71.599	36.080	**3.352.854**	**2.675.966**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	79.292	169.664	14.063	12.387	(75.797)	(167.076)	**17.558**	**14.975**
Inventarios corrientes	91.964	88.403	424.486	355.188	20.033	1.584	**536.483**	**445.175**
Activos por impuestos corrientes, corriente	48.034	62.793	150.962	85.578	35.470	130.668	**234.466**	**279.039**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	175	50.725	2.484	59	-	195.212	**2.659**	**245.996**
Activos No Corrientes	**11.860.434**	**10.118.146**	**15.678.075**	**13.317.456**	**636.748**	**629.384**	**28.175.257**	**24.064.986**
Otros activos financieros no corrientes	446.012	415.820	5.414.436	4.123.206	40.409	50.119	**5.900.857**	**4.589.145**
Otros activos no financieros no corrientes	76.104	69.834	1.832.961	1.524.182	59.995	43.296	**1.969.060**	**1.637.312**
Cuentas por cobrar no corrientes	129.869	79.143	217.355	108.986	31.370	28.318	**378.594**	**216.447**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	145.812	-	558	3	(146.368)	-	**2**	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.073.995	973.703	7.600	12.921	(1.076.393)	(973.109)	**5.202**	**13.515**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	387.928	387.607	2.607.543	2.420.989	100.042	126.700	**3.095.513**	**2.935.296**
Plusvalía	1.158	1.158	-	-	1.224.282	1.086.887	**1.225.440**	**1.088.045**
Propiedades, planta y equipo	9.394.392	8.051.150	4.990.634	4.549.056	229.220	103.315	**14.614.246**	**12.703.521**
Propiedad de inversión	-	-	7.069	6.224	-	-	**7.069**	**6.224**
Activos por derecho de uso	160.638	121.321	165.424	73.908	18.197	11.044	**344.259**	**206.273**
Activos por impuestos diferidos	44.526	18.410	434.495	497.981	155.994	152.814	**635.015**	**669.205**
TOTAL ACTIVOS	**13.218.169**	**11.442.027**	**19.883.917**	**16.866.603**	**1.768.995**	**3.175.707**	**34.871.081**	**31.484.337**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 31.12.2025**	al 31.12.2024	**al 31.12.2025**	al 31.12.2024	**al 31.12.2025**	al 31.12.2024	**al 31.12.2025**	al 31.12.2024
Pasivos Corrientes	**2.124.935**	**1.764.810**	**5.622.730**	**4.839.070**	**(10.631)**	**511.096**	**7.737.034**	**7.114.976**
Otros pasivos financieros corrientes	341.653	367.895	1.209.052	571.067	696.505	35.430	**2.247.210**	**974.392**
Pasivos por arrendamientos corrientes	12.017	7.902	55.312	22.269	5.670	1.439	**72.999**	**31.610**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	790.418	755.156	3.069.186	2.679.234	202.348	260.303	**4.061.952**	**3.694.693**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	651.513	497.828	1.024.290	1.361.192	(999.887)	(593.295)	**675.916**	**1.265.725**
Otras provisiones corrientes	78.590	46.746	122.346	107.470	13.585	3.262	**214.521**	**157.478**
Pasivos por impuestos corrientes	85.788	44.953	46.934	-	4.609	644.244	**137.331**	**689.197**
Otros pasivos no financieros corrientes	164.956	44.330	95.610	97.838	66.539	46.277	**327.105**	**188.445**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	113.436	**-**	**113.436**
Pasivos No Corrientes	**3.195.480**	**2.244.860**	**6.004.711**	**5.637.424**	**(642.858)**	**80.045**	**8.557.333**	**7.962.329**
Otros pasivos financieros no corrientes	2.131.662	1.298.278	2.333.445	2.163.788	110.454	720.242	**4.575.561**	**4.182.308**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	147.431	114.763	126.016	58.521	16.326	9.962	**289.773**	**183.246**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	48.646	47.671	1.475.428	1.243.909	16	7	**1.524.090**	**1.291.587**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	87.627	346.711	743.980	360.693	(807.862)	(656.127)	**23.745**	**51.277**
Otras provisiones no corrientes	241.810	175.267	519.421	424.547	3.983	1.730	**765.214**	**601.544**
Pasivo por impuestos diferidos	290.478	215.893	431.839	535.122	32.966	3.114	**755.283**	**754.129**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.666	21.645	370.078	844.488	1.181	1.007	**395.925**	**867.140**
Otros pasivos no financieros no corrientes	223.160	24.632	4.504	6.356	78	110	**227.742**	**31.098**
Patrimonio Neto	**7.897.754**	**7.432.357**	**8.256.476**	**6.390.109**	**2.422.484**	**2.584.566**	**18.576.714**	**16.407.032**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**7.897.754**	**7.432.357**	**8.256.476**	**6.390.109**	**2.422.484**	**2.584.566**	**16.023.472**	**14.130.193**
Capital emitido y pagado	5.802.245	5.295.093	3.580.028	2.942.511	6.416.954	7.561.623	**15.799.227**	**15.799.227**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(204.007)	133.096	2.417.877	1.111.783	6.678.112	6.839.751	**8.891.982**	**8.084.630**
Primas de emisión	31.254	26.800	-	-	(31.254)	(26.800)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	(51)	(45)	-	-	(471.893)	45	**(471.944)**	**-**
Otras reservas	2.268.313	1.977.413	2.258.571	2.335.815	(10.169.435)	(11.790.053)	**(8.195.793)**	**(9.753.664)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	**2.553.242**	**2.276.839**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**13.218.169**	**11.442.027**	**19.883.917**	**16.866.603**	**1.768.995**	**3.175.707**	**34.871.081**	**31.484.337**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Ingreso	**3.451.064**	**3.478.488**	**3.185.031**	**11.182.614**	**10.614.009**	**9.839.729**	**(127.216)**	**(188.675)**	**(136.721)**	**14.506.462**	**13.903.822**	**12.888.039**
Ingreso con terceros	3.389.232	3.420.634	3.154.991	11.181.996	10.613.341	9.839.149	(64.766)	(130.153)	(106.101)	**14.506.462**	**13.903.822**	**12.888.039**
Ingresos por transacciones entre segmentos	61.832	57.854	30.040	618	668	580	(62.450)	(58.522)	(30.620)	**-**	**-**	**-**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(1.498.183)**	**(1.788.585)**	**(1.388.089)**	**(7.263.673)**	**(6.974.408)**	**(6.447.727)**	**219.371**	**215.813**	**164.105**	**(8.542.485)**	**(8.547.180)**	**(7.671.711)**
Compras de energía	(1.141.379)	(1.401.690)	(1.021.555)	(4.733.209)	(4.710.549)	(4.337.048)	214.870	208.123	174.391	**(5.659.718)**	**(5.904.116)**	**(5.184.212)**
Consumo de combustible	(19.873)	(65.757)	(73.892)	-	-	-	(15.457)	(1)	-	**(35.330)**	**(65.758)**	**(73.892)**
Gastos de transporte	(243.576)	(253.017)	(231.930)	(1.034.541)	(1.043.252)	(1.011.849)	48.414	50.969	53.298	**(1.229.703)**	**(1.245.300)**	**(1.190.481)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(93.355)	(68.121)	(60.712)	(1.495.923)	(1.220.607)	(1.098.830)	(28.456)	(43.278)	(63.584)	**(1.617.734)**	**(1.332.006)**	**(1.223.126)**
Margen de Contribución	**1.952.881**	**1.689.903**	**1.796.942**	**3.918.941**	**3.639.601**	**3.392.002**	**92.155**	**27.138**	**27.384**	**5.963.977**	**5.356.642**	**5.216.328**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.854	7.990	11.369	172.445	152.556	141.316	2.136	7.665	13.558	**180.435**	**168.211**	**166.243**
Gastos por beneficios a los empleados	(97.218)	(91.893)	(88.228)	(597.887)	(544.103)	(479.140)	(46.584)	(54.075)	(71.847)	**(741.689)**	**(690.071)**	**(639.215)**
Otros gastos, por naturaleza	(233.979)	(229.423)	(193.198)	(844.420)	(809.009)	(726.080)	(56.012)	(60.865)	(75.503)	**(1.134.411)**	**(1.099.297)**	**(994.781)**
Resultado Bruto de Explotación	**1.627.538**	**1.376.577**	**1.526.885**	**2.649.079**	**2.439.045**	**2.328.098**	**(8.305)**	**(80.137)**	**(106.408)**	**4.268.312**	**3.735.485**	**3.748.575**
Gasto por depreciación y amortización	(342.177)	(309.020)	(291.321)	(744.402)	(794.008)	(642.785)	(42.716)	(27.571)	(15.055)	**(1.129.295)**	**(1.130.599)**	**(949.161)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(36.695)	(101.903)	(149.731)	(49.308)	-	-	(3.320)	(12.810)	(5.891)	**(89.323)**	**(114.713)**	**(155.622)**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(8.824)	(11.780)	205	(345.545)	(237.842)	(256.072)	(7.039)	(39.102)	(646)	**(361.408)**	**(288.724)**	**(256.513)**
Resultado de Explotación	**1.239.842**	**953.874**	**1.086.038**	**1.509.824**	**1.407.195**	**1.429.241**	**(61.380)**	**(159.620)**	**(128.000)**	**2.688.286**	**2.201.449**	**2.387.279**
Resultado Financiero	**(178.632)**	**(286.131)**	**(157.027)**	**(816.903)**	**(664.941)**	**(537.522)**	**209.126**	**58.845**	**(47.050)**	**(786.409)**	**(892.227)**	**(741.599)**
Ingresos financieros	**97.053**	**81.285**	**98.289**	**250.223**	**271.245**	**280.060**	**28.725**	**99.086**	**97.126**	**376.001**	**451.616**	**475.475**
Efectivo y otros medios equivalentes	45.650	74.218	109.865	14.201	20.042	60.413	57.416	80.543	17.519	**117.267**	**174.803**	**187.797**
Otros ingresos financieros	51.403	7.067	(11.576)	236.022	251.203	219.647	(28.691)	18.543	79.607	**258.734**	**276.813**	**287.678**
Costos financieros	**(270.736)**	**(240.654)**	**(229.967)**	**(1.260.637)**	**(1.418.216)**	**(1.259.784)**	**224.166**	**71.027**	**(145.508)**	**(1.307.207)**	**(1.587.843)**	**(1.635.259)**
Préstamos bancarios	(257.314)	(267.149)	(209.512)	(78.756)	(33.686)	(33.079)	(3.771)	(2.357)	(4.466)	**(339.841)**	**(303.192)**	**(247.057)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(39.887)	(56.797)	(91.027)	(147.135)	(135.338)	(184.426)	(24.057)	(24.057)	(24.056)	**(211.079)**	**(216.192)**	**(299.509)**
Otros	26.465	83.292	70.572	(1.034.746)	(1.249.192)	(1.042.279)	251.994	97.441	(116.986)	**(756.287)**	**(1.068.459)**	**(1.088.693)**
Resultados por Unidades de Reajuste	(28.911)	(128.610)	(123.665)	249.863	519.324	477.620	(29.589)	(59.589)	(20.763)	**191.363**	**331.125**	**333.192**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**23.962**	**1.848**	**98.316**	**(56.352)**	**(37.294)**	**(35.418)**	**(14.176)**	**(51.679)**	**22.095**	**(46.566)**	**(87.125)**	**84.993**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	(45)	571	(433)	(888)	(2.290)	(1.524)	505	**(1.719)**	**(1.957)**	**(428)**
Otras ganancias (pérdidas)	**1.101**	**2.378**	**(164.759)**	**854**	**51**	**268**	**(9)**	**2.695**	**(30.299)**	**1.946**	**5.124**	**(194.790)**
Resultado de Otras Inversiones	731	-	(269.593)	-	-	-	(12)	360	(31.295)	**719**	**360**	**(300.888)**
Resultados en Ventas de Activos	370	2.378	104.834	854	51	268	3	2.335	996	**1.227**	**4.764**	**106.098**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**1.062.311**	**670.121**	**764.207**	**694.346**	**741.872**	**891.099**	**145.447**	**(99.604)**	**(204.844)**	**1.902.104**	**1.312.389**	**1.450.462**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(317.932)	(206.447)	(423.098)	(149.696)	(112.215)	(233.821)	(88.784)	(24.949)	(15.982)	**(556.412)**	**(343.611)**	**(672.901)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**744.379**	**463.674**	**341.109**	**544.650**	**629.657**	**657.278**	**56.663**	**(124.553)**	**(220.826)**	**1.345.692**	**968.778**	**777.561**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	1.892.706	394.957	**-**	**1.892.706**	**394.957**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**744.379**	**463.674**	**341.109**	**544.650**	**629.657**	**657.278**	**56.663**	**1.768.153**	**174.131**	**1.345.692**	**2.861.484**	**1.172.518**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**744.379**	**463.674**	**341.109**	**544.650**	**629.657**	**657.278**	**56.663**	**1.768.153**	**174.131**	**1.345.692**	**2.861.484**	**1.172.518**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**960.070**	**2.589.133**	**864.269**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**385.622**	**272.351**	**308.249**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	944.203	475.586	831.672	2.361.000	2.135.251	1.336.053	(591.307)	(172.951)	537.101	**2.713.896**	**2.437.886**	**2.704.826**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(373.159)	(1.955.275)	(145.797)	(1.695.328)	(1.299.206)	(1.333.095)	(153.392)	5.610.963	16.142	**(2.221.879)**	**2.356.482**	**(1.462.750)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(737.546)	762.394	59.526	(380.566)	(381.852)	(443.677)	(700.744)	(3.421.804)	(490.002)	**(1.818.856)**	**(3.041.262)**	**(874.153)**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.3 Países

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos Corrientes	**456.053**	**442.916**	**4.410.908**	**3.501.254**	**833.338**	**872.814**	**195.789**	**171.982**	**799.736**	**2.430.385**	**6.695.824**	**7.419.351**
Efectivo y equivalentes al efectivo	21.277	24.252	844.049	635.905	208.480	204.181	96.655	82.516	733.942	2.129.231	**1.904.403**	**3.076.085**
Otros activos financieros corrientes	9.992	29.706	126.701	217.858	21.587	17.251	100	18	578	135	**158.958**	**264.968**
Otros activos no financieros, corriente	19.717	38.003	386.145	313.084	29.676	23.549	10.609	7.976	42.296	34.535	**488.443**	**417.147**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	346.700	288.736	2.486.705	1.893.154	460.890	440.681	50.377	53.043	8.182	352	**3.352.854**	**2.675.966**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	4.504	3.318	15.527	12.514	1.709	2.264	2.190	1.958	(6.372)	(5.079)	**17.558**	**14.975**
Inventarios corrientes	46.593	44.259	357.907	292.176	105.281	99.603	9.205	9.137	17.497	-	**536.483**	**445.175**
Activos por impuestos corrientes, corriente	7.270	14.642	193.874	136.563	3.056	34.501	26.653	17.334	3.613	75.999	**234.466**	**279.039**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	2.659	50.784	-	-	-	195.212	**2.659**	**245.996**
Activos No Corrientes	**3.127.563**	**3.309.903**	**17.267.107**	**14.624.990**	**6.317.966**	**4.899.401**	**1.402.147**	**1.445.729**	**60.474**	**(215.037)**	**28.175.257**	**24.064.986**
Otros activos financieros no corrientes	18.134	11.253	5.799.218	4.487.748	12	4.285	83.493	85.859	-	-	**5.900.857**	**4.589.145**
Otros activos no financieros no corrientes	68	123	1.887.053	1.564.899	60.541	52.751	11.935	14.737	9.463	4.802	**1.969.060**	**1.637.312**
Cuentas por cobrar no corrientes	38.807	66.964	290.495	137.241	48.631	11.707	510	510	151	25	**378.594**	**216.447**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	**2**	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	528.333	556.889	291	444	1.533	9.757	356.224	356.224	(881.179)	(909.799)	**5.202**	**13.515**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	125.515	125.369	2.666.021	2.494.688	148.482	144.337	152.941	169.123	2.554	1.779	**3.095.513**	**2.935.296**
Plusvalía	-	-	468.381	415.451	27.057	27.057	1.158	1.158	728.844	644.379	**1.225.440**	**1.088.045**
Propiedades, planta y equipo	2.389.156	2.536.369	5.336.852	4.769.295	5.958.979	4.593.001	780.658	803.939	148.601	917	**14.614.246**	**12.703.521**
Propiedad de inversión	-	-	7.069	6.224	-	-	-	-	-	-	**7.069**	**6.224**
Activos por derecho de uso	17.631	1.071	240.353	138.476	71.713	55.106	14.562	11.620	-	-	**344.259**	**206.273**
Activos por impuestos diferidos	9.917	11.862	571.374	610.524	1.018	1.400	666	2.559	52.040	42.860	**635.015**	**669.205**
TOTAL ACTIVOS	**3.583.616**	**3.752.819**	**21.678.015**	**18.126.244**	**7.151.304**	**5.772.215**	**1.597.936**	**1.617.711**	**860.210**	**2.215.348**	**34.871.081**	**31.484.337**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**
Pasivos Corrientes	**859.865**	**832.015**	**4.669.626**	**3.524.536**	**1.231.202**	**1.093.001**	**89.908**	**108.580**	**886.433**	**1.556.844**	**7.737.034**	**7.114.976**
Otros pasivos financieros corrientes	63.934	16.803	1.137.521	497.434	372.790	455.741	-	-	672.965	4.414	**2.247.210**	**974.392**
Pasivos por arrendamientos corrientes	783	-	58.318	23.447	9.153	6.527	3.034	1.636	1.711	-	**72.999**	**31.610**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	657.282	720.298	2.705.693	2.260.024	605.597	513.927	33.411	52.798	59.969	147.646	**4.061.952**	**3.694.693**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	30.526	22.505	465.545	538.529	26.020	33.089	19.941	27.011	133.884	644.591	**675.916**	**1.265.725**
Otras provisiones corrientes	31.780	30.204	78.531	70.519	90.648	53.493	-	-	13.562	3.262	**214.521**	**157.478**
Pasivos por impuestos corrientes	28.211	-	42.604	21.782	32.400	-	32.452	24.812	1.664	642.603	**137.331**	**689.197**
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	47.349	42.205	181.414	112.801	94.594	30.224	1.070	2.323	2.678	892	**327.105**	**188.445**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.436	**-**	**113.436**
Pasivos No Corrientes	**751.000**	**859.994**	**4.839.014**	**4.243.512**	**2.807.787**	**2.188.614**	**125.147**	**159.688**	**34.385**	**510.521**	**8.557.333**	**7.962.329**
Otros pasivos financieros no corrientes	52.572	-	2.326.694	1.807.267	2.196.295	1.778.530	-	-	-	596.511	**4.575.561**	**4.182.308**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	19.265	-	195.228	123.216	61.360	48.163	13.836	11.867	84	-	**289.773**	**183.246**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	268.430	310.666	1.148.958	930.625	66.644	4.911	40.058	45.385	-	-	**1.524.090**	**1.291.587**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	86.996	-	-	23.745	51.277	-	(86.996)	**23.745**	**51.277**
Otras provisiones no corrientes	7.330	5.933	521.243	422.681	231.296	166.076	3.150	6.854	2.195	-	**765.214**	**601.544**
Pasivo por impuestos diferidos	380.662	512.671	136.931	92.476	162.719	105.136	44.046	43.846	30.925	-	**755.283**	**754.129**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	13.060	15.235	291.899	764.673	89.473	85.798	312	428	1.181	1.006	**395.925**	**867.140**
Otros pasivos no financieros no corrientes	9.681	15.489	218.061	15.578	-	-	-	31	-	-	**227.742**	**31.098**
Patrimonio Neto	**1.972.751**	**2.060.810**	**12.169.375**	**10.358.196**	**3.112.315**	**2.490.600**	**1.382.881**	**1.349.443**	**(60.608)**	**147.983**	**18.576.714**	**16.407.032**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**1.972.751**	**2.060.810**	**12.169.375**	**10.358.196**	**3.112.315**	**2.490.600**	**1.382.881**	**1.349.443**	**(60.608)**	**147.983**	**16.023.472**	**14.130.193**
Capital emitido y pagado	2.107.243	2.254.887	9.567.830	8.392.744	173.448	148.727	1.032.451	1.032.451	2.918.255	3.970.418	**15.799.227**	**15.799.227**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(987.947)	(1.099.673)	773.143	697.033	582.286	354.201	283.168	250.393	8.241.332	7.882.676	**8.891.982**	**8.084.630**
Primas de emisión	-	-	545.348	483.722	29.981	25.708	-	-	(575.329)	(509.430)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	-	-	(20.261)	(17.971)	-	-	-	-	(451.683)	17.971	**(471.944)**	**-**
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras reservas	853.455	905.596	1.303.315	802.668	2.326.600	1.961.964	67.262	66.599	(10.193.183)	(11.213.652)	**(8.195.793)**	**(9.753.664)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2.553.242**	**2.276.839**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**3.583.616**	**3.752.819**	**21.678.015**	**18.126.244**	**7.151.304**	**5.772.215**	**1.597.936**	**1.617.711**	**860.210**	**2.215.348**	**34.871.081**	**31.484.337**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina			Brasil			Colombia			Centro America			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**
Ingreso	**1.545.320**	**1.404.662**	**864.778**	**8.920.941**	**8.313.438**	**8.352.115**	**3.629.547**	**3.843.451**	**3.548.806**	**337.643**	**342.762**	**321.677**	**73.011**	**(491)**	**463**	**14.506.462**	**13.903.822**	**12.888.039**
Ingresos de actividades ordinarias	1.428.412	1.380.798	675.550	7.400.240	7.089.711	7.262.521	3.580.939	3.803.192	3.508.037	337.292	342.626	321.701	72.002	(415)	621	**12.818.885**	**12.615.912**	**11.768.430**
Ventas de energía	1.373.827	1.328.313	645.967	6.315.078	6.101.337	6.277.625	2.518.070	2.762.986	2.600.822	336.944	342.429	318.725	60.070	-	-	**10.603.989**	**10.535.065**	**9.843.139**
Otras ventas	685	478	1.920	241	221	271	17.773	21.159	19.836	64	16	16	3.048	-	-	**21.811**	**21.874**	**22.043**
Otras prestaciones de servicios	53.900	52.007	27.663	1.084.921	988.153	984.625	1.045.096	1.019.047	887.379	284	181	2.960	8.884	(415)	621	**2.193.085**	**2.058.973**	**1.903.248**
Otros ingresos	116.908	23.864	(10.772)	1.520.701	1.223.727	1.089.594	48.608	40.259	40.769	351	136	176	1.009	(76)	(158)	**1.687.577**	**1.287.910**	**1.119.809**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(966.254)**	**(952.687)**	**(486.869)**	**(5.759.176)**	**(5.207.149)**	**(5.115.452)**	**(1.689.638)**	**(2.254.465)**	**(1.898.964)**	**(97.677)**	**(133.064)**	**(170.424)**	**(29.740)**	**185**	**(2)**	**(8.542.485)**	**(8.547.180)**	**(7.671.711)**
Compras de energía	(826.320)	(826.096)	(432.557)	(3.648.497)	(3.313.157)	(3.275.772)	(1.109.348)	(1.657.822)	(1.336.264)	(69.599)	(107.226)	(139.619)	(5.954)	185	-	**(5.659.718)**	**(5.904.116)**	**(5.184.212)**
Consumo de combustible	-	-	(6)	(4)	(5)	(4)	(19.869)	(65.753)	(73.882)	-	-	-	(15.457)	-	-	**(35.330)**	**(65.758)**	**(73.892)**
Gastos de transporte	(54.036)	(39.520)	(4.728)	(785.352)	(822.751)	(842.326)	(361.367)	(358.982)	(314.957)	(23.181)	(24.047)	(28.470)	(5.767)	-	-	**(1.229.703)**	**(1.245.300)**	**(1.190.481)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(85.898)	(87.071)	(49.578)	(1.325.323)	(1.071.236)	(997.350)	(199.054)	(171.908)	(173.861)	(4.897)	(1.791)	(2.335)	(2.562)	-	(2)	**(1.617.734)**	**(1.332.008)**	**(1.223.126)**
Margen de Contribución	**579.066**	**451.975**	**177.909**	**3.161.765**	**3.106.289**	**3.236.663**	**1.939.909**	**1.588.986**	**1.649.842**	**239.966**	**209.698**	**151.453**	**43.271**	**(306)**	**461**	**5.963.977**	**5.356.642**	**5.216.328**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	24.497	30.752	37.585	109.689	95.523	91.808	45.872	41.817	36.260	167	119	590	210	-	-	**180.435**	**188.211**	**166.243**
Gastos por beneficios a los empleados	(190.997)	(214.909)	(143.088)	(380.727)	(333.079)	(361.094)	(150.484)	(125.335)	(115.735)	(13.385)	(13.794)	(14.294)	(6.096)	(2.954)	(5.004)	**(741.689)**	**(690.071)**	**(639.215)**
Otros gastos, por naturaleza	(185.282)	(220.194)	(106.037)	(644.772)	(637.929)	(683.949)	(242.885)	(201.757)	(152.577)	(24.883)	(22.386)	(26.628)	(36.589)	(17.031)	(25.590)	**(1.134.411)**	**(1.099.297)**	**(994.781)**
Resultado Bruto de Explotación	**227.284**	**47.824**	**(33.631)**	**2.245.955**	**2.230.804**	**2.283.428**	**1.592.412**	**1.303.711**	**1.417.790**	**201.865**	**173.637**	**111.121**	**796**	**(20.291)**	**(30.133)**	**4.268.312**	**3.735.485**	**3.748.575**
Gasto por depreciación y amortización	(165.807)	(165.840)	(85.598)	(670.234)	(687.433)	(625.207)	(232.987)	(227.616)	(191.590)	(50.694)	(49.710)	(46.766)	(9.573)	-	-	**(1.129.295)**	**(1.130.599)**	**(949.161)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(57)	(842)	(56)	(90.407)	(54.656)	-	6.488	(49.626)	(149.675)	(5.347)	(9.589)	-	-	-	(5.891)	**(89.323)**	**(114.713)**	**(155.622)**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(69.902)	(43.005)	(12.162)	(271.613)	(226.648)	(232.854)	(19.971)	(17.529)	(11.558)	88	(1.542)	61	(10)	-	-	**(361.408)**	**(288.724)**	**(256.513)**
Resultado de Explotación	**(8.482)**	**(162.063)**	**(131.447)**	**1.213.701**	**1.262.067**	**1.425.367**	**1.345.942**	**1.008.940**	**1.084.967**	**145.912**	**112.796**	**64.416**	**(8.787)**	**(20.291)**	**(36.024)**	**2.688.286**	**2.201.449**	**2.387.279**
Resultado Financiero	**10.791**	**(34.294)**	**278.946**	**(490.533)**	**(586.005)**	**(671.784)**	**(296.006)**	**(241.043)**	**(191.657)**	**(8.235)**	**(9.746)**	**(75.738)**	**(2.426)**	**(21.139)**	**(81.366)**	**(786.409)**	**(892.227)**	**(741.599)**
Ingresos financieros	**26.295**	**41.092**	**49.237**	**264.013**	**297.850**	**357.477**	**27.332**	**37.536**	**60.567**	**5.676**	**4.395**	**4.103**	**52.685**	**70.743**	**4.091**	**376.001**	**451.616**	**475.475**
Efectivo y otros medios equivalentes	10.598	21.882	27.858	39.042	67.038	126.806	14.569	14.894	28.824	363	219	212	52.695	70.770	4.097	**117.267**	**174.803**	**187.797**
Otros ingresos financieros	15.697	19.210	21.379	224.971	230.812	230.671	12.763	22.642	31.743	5.313	4.176	3.891	(10)	(27)	(6)	**258.734**	**276.813**	**287.678**
Costos financieros	**(214.935)**	**(416.736)**	**(203.671)**	**(713.152)**	**(799.001)**	**(1.054.123)**	**(329.605)**	**(278.450)**	**(254.206)**	**(11.531)**	**(15.286)**	**(80.210)**	**(37.984)**	**(78.372)**	**(43.049)**	**(1.307.207)**	**(1.587.843)**	**(1.635.259)**
Préstamos bancarios	(36.319)	(3.025)	(252)	(93.142)	(86.466)	(93.022)	(206.956)	(211.347)	(149.317)	-	-	-	(3.424)	(2.354)	(4.466)	**(339.841)**	**(303.192)**	**(247.057)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(155.515)	(145.773)	(196.527)	(31.507)	(46.362)	(78.925)	-	-	-	(24.057)	(24.057)	(24.057)	**(211.079)**	**(216.192)**	**(299.509)**
Otros	(178.616)	(413.710)	(203.419)	(464.495)	(566.762)	(764.574)	(91.142)	(20.741)	(25.964)	(11.531)	(15.285)	(80.210)	(10.503)	(51.961)	(14.526)	**(756.287)**	**(1.068.459)**	**(1.088.693)**
Resultados por Unidades de Reajuste	191.363	331.107	333.192	-	-	-	-	-	-	-	18	-	-	-	-	**191.363**	**331.125**	**333.192**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**8.068**	**10.242**	**100.188**	**(41.394)**	**(84.854)**	**24.862**	**6.267**	**(129)**	**1.982**	**(2.380)**	**1.126**	**369**	**(17.127)**	**(13.510)**	**(42.408)**	**(46.566)**	**(87.125)**	**84.993**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	30	(17)	(43)	(206)	(769)	(37)	(1.091)	(2.373)	183	-	-	-	(452)	1.202	(531)	**(1.719)**	**(1.957)**	**(428)**
Otras ganancias (pérdidas)	**141**	**771**	**(282.254)**	**682**	**576**	**61.449**	**853**	**2.292**	**4.827**	**251**	**95**	**1.095**	**19**	**1.390**	**93**	**1.946**	**5.124**	**(194.790)**
Resultado de Otras Inversiones	141	223	(280.091)	18	-	(25.526)	541	-	4.495	-	-	1.083	19	137	(849)	**719**	**360**	**(300.888)**
Resultados en Ventas de Activos	-	548	(2.163)	664	576	106.975	312	2.292	332	251	95	12	-	1.253	942	**1.227**	**4.764**	**106.098**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**2.480**	**(195.603)**	**(134.796)**	**723.644**	**675.869**	**834.995**	**1.049.698**	**767.816**	**878.320**	**137.928**	**103.145**	**(10.227)**	**(11.646)**	**(38.838)**	**(117.828)**	**1.902.104**	**1.312.389**	**1.450.462**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	46.476	79.635	14.897	(185.115)	(104.427)	(255.300)	(362.240)	(274.686)	(403.172)	(43.028)	(32.964)	(19.924)	(12.505)	(11.169)	(9.402)	**(556.412)**	**(343.611)**	**(672.901)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**48.956**	**(115.968)**	**(119.901)**	**538.529**	**571.442**	**579.695**	**687.458**	**493.130**	**475.148**	**94.900**	**70.181**	**(30.151)**	**(24.151)**	**(50.007)**	**(127.230)**	**1.345.692**	**968.778**	**777.561**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas										-	-	-	-	1.892.706	394.957	**-**	**1.892.706**	**394.957**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**48.956**	**(115.968)**	**(119.901)**	**538.529**	**571.442**	**579.695**	**687.458**	**493.130**	**475.148**	**94.900**	**70.181**	**(30.151)**	**(24.151)**	**1.842.699**	**267.727**	**1.345.692**	**2.861.484**	**1.172.518**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**48.956**	**(115.968)**	**(119.901)**	**538.529**	**571.442**	**579.695**	**687.458**	**493.130**	**475.148**	**94.900**	**70.181**	**(30.151)**	**(24.151)**	**1.842.699**	**267.727**	**1.345.692**	**2.861.484**	**1.172.518**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora																**960.070**	**2.589.133**	**864.269**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras																**385.622**	**272.351**	**308.249**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina			Brasil			Colombia			Centro America			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	38.849	184.388	80.617	1.628.686	1.379.847	969.605	1.499.616	871.349	987.270	128.113	132.683	112.592	(581.368)	(130.381)	554.742	**2.713.896**	**2.437.886**	**2.704.826**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(96.602)	(158.652)	(76.233)	(1.322.866)	(1.200.759)	(384.198)	(729.793)	(470.465)	(567.455)	(43.229)	(32.881)	(37.369)	(29.389)	4.219.239	(397.495)	**(2.221.879)**	**2.356.482**	**(1.462.750)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	66.515	(5.394)	(48.751)	(178.914)	(375.017)	(310.970)	(812.268)	(507.321)	(325.608)	(70.742)	(65.978)	(115.804)	(823.447)	(2.087.552)	(73.020)	**(1.818.856)**	**(3.041.262)**	**(874.153)**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos Corrientes	**47.926**	**85.703**	**901.626**	**852.706**	**212.392**	**213.905**	**195.789**	**171.982**	**2**	**(415)**	**1.357.735**	**1.323.881**
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.111	12.014	412.969	270.616	74.168	7.034	96.655	82.516	-	-	**588.903**	**372.180**
Otros activos financieros corrientes	3.492	28.563	67.255	163.619	14.736	14.441	100	18	-	-	**85.583**	**206.641**
Otros activos no financieros, corriente	945	3.122	38.416	33.215	11.580	8.393	10.609	7.976	-	-	**61.550**	**52.706**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	33.514	32.353	251.141	168.708	67.202	66.665	50.377	53.043	-	-	**402.234**	**320.769**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	66	53	75.696	166.720	1.338	1.348	2.190	1.958	2	(415)	**79.292**	**169.664**
Inventarios corrientes	-	-	39.589	40.844	43.170	38.422	9.205	9.137	-	-	**91.964**	**88.403**
Activos por impuestos corrientes, corriente	4.798	9.598	16.560	8.984	23	26.877	26.653	17.334	-	-	**48.034**	**62.793**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	175	50.725	-	-	-	-	**175**	**50.725**
Activos No Corrientes	**57.982**	**79.901**	**6.137.574**	**5.288.830**	**4.262.731**	**3.303.686**	**1.402.147**	**1.445.729**	**-**	**-**	**11.860.434**	**10.118.146**
Otros activos financieros no corrientes	18.131	11.250	344.378	318.676	10	35	83.493	85.859	-	-	**446.012**	**415.820**
Otros activos no financieros no corrientes	66	120	53.445	44.718	10.658	10.259	11.935	14.737	-	-	**76.104**	**69.834**
Cuentas por cobrar no corrientes	38.807	66.964	49.406	5.639	41.146	6.030	510	510	-	-	**129.869**	**79.143**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	145.812	-	-	-	-	-	-	-	**145.812**	**-**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	219	589	54.566	48.399	662.986	568.491	356.224	356.224	-	-	**1.073.995**	**973.703**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	16	171.949	161.071	63.023	57.397	152.941	169.123	-	-	**387.928**	**387.607**
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	1.158	1.158	-	-	**1.158**	**1.158**
Propiedades, planta y equipo	744	839	5.184.810	4.624.286	3.428.180	2.622.086	780.658	803.939	-	-	**9.394.392**	**8.051.150**
Activos por derecho de uso	-	-	89.348	70.313	56.728	39.388	14.562	11.620	-	-	**160.638**	**121.321**
Activos por impuestos diferidos	-	123	43.860	15.728	-	-	666	2.559	-	-	**44.526**	**18.410**
TOTAL ACTIVOS	**105.908**	**165.604**	**7.039.200**	**6.141.536**	**4.475.123**	**3.517.591**	**1.597.936**	**1.617.711**	**2**	**(415)**	**13.218.169**	**11.442.027**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Pasivos Corrientes	**19.234**	**49.551**	**1.150.496**	**840.897**	**865.295**	**766.197**	**89.908**	**108.580**	**2**	**(415)**	**2.124.935**	**1.764.810**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	72.502	66.260	269.151	301.635	-	-	-	-	**341.653**	**367.895**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3.694	2.679	5.289	3.587	3.034	1.636	-	-	**12.017**	**7.902**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.378	16.669	318.971	287.497	435.658	398.192	33.411	52.798	-	-	**790.418**	**755.156**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	5.604	26.702	617.217	435.924	8.749	8.606	19.941	27.011	2	(415)	**651.513**	**497.828**
Otras provisiones corrientes	-	-	-	147	78.590	46.599	-	-	-	-	**78.590**	**46.746**
Pasivos por impuestos corrientes	4.655	-	39.658	20.141	9.023	-	32.452	24.812	-	-	**85.788**	**44.953**
Otros pasivos no financieros corrientes	6.597	6.180	98.454	28.249	58.835	7.578	1.070	2.323	-	-	**164.956**	**44.330**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**18.131**	**14.490**	**984.895**	**978.674**	**2.067.307**	**1.092.008**	**125.147**	**159.688**	**-**	**-**	**3.195.480**	**2.244.860**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	528.975	525.851	1.602.687	772.427	-	-	-	-	**2.131.662**	**1.298.278**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	86.279	69.557	47.316	33.339	13.836	11.867	-	-	**147.431**	**114.763**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	4.419	2.286	4.169	-	40.058	45.385	-	-	**48.646**	**47.671**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	63.882	295.434	-	-	23.745	51.277	-	-	**87.627**	**346.711**
Otras provisiones no corrientes	-	-	12.480	8.261	226.180	160.152	3.150	6.854	-	-	**241.810**	**175.267**
Pasivo por impuestos diferidos	10.812	2.588	72.901	64.362	162.719	105.097	44.046	43.846	-	-	**290.478**	**215.893**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	118	224	-	-	24.236	20.993	312	428	-	-	**24.666**	**21.645**
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.201	11.678	215.959	12.923	-	-	-	31	-	-	**223.160**	**24.632**
Patrimonio Neto	**68.543**	**101.563**	**4.903.809**	**4.321.965**	**1.542.521**	**1.659.386**	**1.382.881**	**1.349.443**	**-**	**-**	**7.897.754**	**7.432.357**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**68.543**	**101.563**	**4.903.809**	**4.321.965**	**1.542.521**	**1.659.386**	**1.382.881**	**1.349.443**	**-**	**-**	**7.897.754**	**7.432.357**
Capital emitido y pagado	135.224	212.966	4.461.100	3.900.930	173.470	148.746	1.032.451	1.032.451	-	-	**5.802.245**	**5.295.093**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(79.564)	(123.638)	240.164	244.971	(647.775)	(238.630)	283.168	250.393	-	-	**(204.007)**	**133.096**
Primas de emisión	-	-	-	-	31.254	26.800	-	-	-	-	**31.254**	**26.800**
Acciones propias en cartera	-	-	(51)	(45)	-	-	-	-	-	-	**(51)**	**(45)**
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras reservas	12.883	12.235	202.596	176.109	1.985.572	1.722.470	67.262	66.599	-	-	**2.268.313**	**1.977.413**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**105.908**	**165.604**	**7.039.200**	**6.141.536**	**4.475.123**	**3.517.591**	**1.597.936**	**1.617.711**	**2**	**(415)**	**13.218.169**	**11.442.027**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión																	
País	Argentina			Brasil			Colombia			Centro America			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Ingreso	**47.832**	**49.370**	**41.803**	**1.431.935**	**1.229.430**	**1.098.004**	**1.633.811**	**1.867.362**	**1.723.380**	**337.643**	**342.762**	**321.577**	**(157)**	**(436)**	**(33)**	**3.451.064**	**3.476.488**	**3.185.031**
Ingresos de actividades ordinarias	47.832	49.339	40.381	1.388.036	1.191.048	1.089.635	1.608.070	1.842.373	1.704.961	337.292	342.626	321.701	(127)	(415)	-	3.381.103	3.424.971	3.156.678
Ventas de energía	44.196	46.902	38.379	1.387.445	1.190.951	1.072.281	1.591.559	1.823.115	1.689.974	336.944	342.429	318.725	-	-	-	3.360.144	3.403.397	3.119.359
Otras ventas	27	21	22	241	97	-	16.405	19.148	18.231	64	18	18	-	-	-	16.737	19.282	18.259
Otras prestaciones de servicios	3.609	2.416	1.980	350	-	17.354	106	110	(3.244)	284	181	2.960	(127)	(415)	-	4.222	2.292	19.060
Otros ingresos	-	31	1.422	43.899	38.382	8.369	25.741	14.989	18.419	351	136	176	(30)	(21)	(33)	69.961	53.517	28.353
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(4.234)**	**(4.697)**	**(3.663)**	**(697.877)**	**(455.742)**	**(366.391)**	**(698.552)**	**(1.195.267)**	**(947.511)**	**(97.877)**	**(133.064)**	**(170.424)**	**157**	**185**	**-**	**(1.498.183)**	**(1.788.595)**	**(1.368.089)**
Compras de energía	(128)	(95)	(95)	(600.973)	(361.633)	(275.649)	(470.836)	(932.921)	(606.192)	(69.599)	(107.226)	(139.619)	157	185	-	(1.141.379)	(1.401.690)	(1.021.555)
Consumo de combustible	-	-	(5)	(4)	(4)	(4)	(19.869)	(65.753)	(73.883)	-	-	-	-	-	-	(19.873)	(65.757)	(73.892)
Gastos de transporte	-	(6	(10)	(94.737)	(92.855)	(86.218)	(125.658)	(136.121)	(117.232)	(23.181)	(24.047)	(28.470)	-	-	-	(243.576)	(253.017)	(231.930)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(4.106)	(4.608)	(3.553)	(2.163)	(1.250)	(4.520)	(82.189)	(60.472)	(50.204)	(4.897)	(1.791)	(2.335)	-	-	-	(93.355)	(66.121)	(90.712)
Margen de Contribución	**43.598**	**44.673**	**36.140**	**734.058**	**773.688**	**731.613**	**935.259**	**662.095**	**875.769**	**239.966**	**209.698**	**151.453**	**-**	**(251)**	**(33)**	**1.952.881**	**1.689.903**	**1.796.942**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	254	487	3.194	5.947	5.200	4.677	4.578	167	119	590	-	-	-	5.854	7.990	11.369
Gastos por beneficios a los empleados	(2.007)	(7.763)	(5.088)	(19.596)	(19.914)	(21.557)	(62.230)	(50.422)	(47.291)	(13.385)	(13.794)	(14.294)	-	-	-	(97.218)	(91.893)	(88.228)
Otros gastos, por naturaleza	(9.294)	(17.389)	(7.091)	(120.180)	(113.800)	(105.565)	(79.622)	(76.078)	(53.914)	(24.883)	(22.386)	(26.628)	-	230	-	(233.978)	(229.423)	(193.106)
Resultado Bruto de Explotación	**32.297**	**19.521**	**24.217**	**594.769**	**643.166**	**610.438**	**798.607**	**540.272**	**778.142**	**201.865**	**173.637**	**111.121**	**-**	**(21)**	**(33)**	**1.827.536**	**1.376.577**	**1.526.885**
Gasto por depreciación y amortización	(721)	(1.209)	(13.515)	(200.753)	(181.744)	(165.534)	(90.012)	(76.357)	(65.506)	(50.694)	(49.710)	(46.768)	-	-	-	(342.177)	(309.020)	(291.321)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(57)	(842)	(56)	(37.824)	(41.846)	-	6.533	(49.626)	(149.675)	(5.347)	(9.589)	-	-	-	-	(86.696)	(101.909)	(149.731)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	-	-	(307)	(4.255)	(8.527)	1.223	(4.657)	(1.711)	(772)	88	(1.542)	61	-	-	-	(8.824)	(11.780)	205
Resultado de Explotación	**31.519**	**17.470**	**12.339**	**351.940**	**411.051**	**446.127**	**710.471**	**412.578**	**563.189**	**146.912**	**112.796**	**64.414**	**-**	**(21)**	**(33)**	**1.239.842**	**983.874**	**1.086.036**
Resultado Financiero	**11.041**	**(59.266)**	**16.780**	**(42.229)**	**(69.471)**	**7.069**	**(139.209)**	**(117.649)**	**(105.077)**	**(5.236)**	**(9.746)**	**(75.738)**	**-**	**-**	**(61)**	**(176.632)**	**(256.131)**	**(157.027)**
Ingresos financieros	**12.431**	**15.986**	**25.434**	**71.467**	**50.611**	**54.228**	**7.492**	**10.418**	**14.563**	**5.676**	**4.395**	**4.103**	**(13)**	**(27)**	**(39)**	**97.053**	**81.286**	**98.289**
Efectivo y otros medios equivalentes	5.131	5.306	9.270	25.696	53.828	71.600	14.460	14.865	28.783	363	219	212	-	-	-	**45.650**	**74.218**	**109.865**
Otros ingresos financieros	7.300	10.682	16.164	45.771	(3.317)	(17.372)	(6.968)	(4.447)	(14.220)	5.313	4.176	3.891	(13)	(27)	(39)	**51.403**	**7.057**	**(11.576)**
Costos financieros	**(369)**	**(3.163)**	**(434)**	**(112.521)**	**(98.166)**	**(36.356)**	**(146.334)**	**(124.047)**	**(114.001)**	**(11.831)**	**(15.285)**	**(80.210)**	**19**	**27**	**64**	**(270.736)**	**(240.854)**	**(220.967)**
Préstamos bancarios	1	(31)	-	(50.359)	(55.771)	(60.195)	(206.956)	(211.347)	(149.317)	-	-	-	-	-	-	**(257.314)**	**(267.149)**	**(209.512)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(8.380)	(10.435)	(12.102)	(31.507)	(46.362)	(78.925)	-	-	-	-	-	-	**(39.887)**	**(56.797)**	**(91.027)**
Otros	(370)	(3.132)	(434)	(53.782)	(31.980)	36.911	92.129	133.662	114.241	(11.531)	(15.285)	(80.210)	19	27	64	**26.465**	**83.292**	**70.572**
Resultados por Unidades de Reajuste	(28.911)	(128.628)	(123.665)	-	-	-	-	-	-	-	18	-	-	-	-	**(28.911)**	**(128.610)**	**(123.665)**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**27.890**	**26.636**	**115.445**	**(1.175)**	**(21.796)**	**(11.773)**	**(367)**	**(4.020)**	**(6.639)**	**(2.380)**	**1.126**	**369**	**(6)**	**-**	**(66)**	**23.962**	**1.849**	**96.316**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	(45)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**(45)**
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**42**	**(283.149)**	**-**	**-**	**106.975**	**850**	**2.241**	**10.320**	**251**	**95**	**1.095**	**-**	**-**	**-**	**1.101**	**2.378**	**(154.759)**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	(280.837)	-	-	-	731	-	10.161	-	-	1.083	-	-	-	**731**	**-**	**(269.593)**
Resultados en Ventas de Activos	-	42	(2.312)	-	-	106.975	119	2.241	159	251	95	12	-	-	-	**370**	**2.378**	**104.834**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**42.560**	**(71.753)**	**(254.076)**	**309.711**	**341.580**	**550.171**	**572.112**	**297.170**	**466.432**	**137.928**	**103.145**	**(10.227)**	**-**	**(21)**	**(94)**	**1.062.311**	**670.121**	**764.207**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(16.115)	21.587	(11.487)	(73.610)	(95.287)	(142.029)	(185.179)	(99.783)	(249.658)	(43.028)	(32.964)	(19.924)	-	-	-	**(317.932)**	**(206.447)**	**(423.098)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**26.445**	**(50.166)**	**(265.562)**	**236.101**	**246.293**	**418.142**	**386.933**	**197.387**	**216.774**	**94.900**	**70.181**	**(30.151)**	**-**	**(21)**	**(94)**	**744.379**	**463.674**	**341.109**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas																**-**	**-**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**26.445**	**(50.166)**	**(265.562)**	**236.101**	**246.293**	**418.142**	**386.933**	**197.387**	**216.774**	**94.900**	**70.181**	**(30.151)**	**-**	**(21)**	**(94)**	**744.379**	**463.674**	**341.109**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generacion y Transmision																	
País	Argentina			Brasil			Colombia			Centro America			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	27.038	33.310	8.743	600.261	431.406	21.918	188.791	121.779	688.645	128.113	132.683	112.592	-	(34)	(226)	**944.203**	**718.344**	**475.666**	**831.672**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	48.585	(17.625)	(28.296)	12.638	(1.682.668)	123.687	(357.695)	(182.753)	(139.333)	(43.229)	(32.881)	(37.369)	(33.458)	(39.348)	(64.486)	**(373.159)**	**(1.955.275)**	**(146.797)**	**(1.955.275)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(78.896)	(8.028)	(18.301)	(373.753)	869.178	353.224	(247.613)	(72.126)	(224.079)	(70.742)	(65.978)	(115.804)	33.458	39.348	64.486	**(737.546)**	**762.394**	**59.526**	**762.394**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Activos Corrientes	**369.154**	**344.578**	**3.220.371**	**2.548.127**	**616.317**	**656.442**	**-**	**-**	**4.205.842**	**3.549.147**
Efectivo y equivalentes al efectivo	15.533	11.567	172.264	240.247	133.784	196.590	-	-	**321.581**	**448.404**
Otros activos financieros corrientes	-	663	59.033	42.857	6.851	2.810	-	-	**65.884**	**46.330**
Otros activos no financieros, corriente	17.823	31.826	311.500	235.252	18.038	15.006	-	-	**347.361**	**282.084**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	288.772	256.106	2.199.301	1.691.733	390.948	371.278	-	-	**2.879.021**	**2.319.117**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	433	157	11.928	9.252	1.702	2.978	-	-	**14.063**	**12.387**
Inventarios corrientes	46.593	44.259	315.952	249.886	61.941	61.043	-	-	**424.486**	**355.188**
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	150.393	78.900	569	6.678	-	-	**150.962**	**85.578**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	2.484	59	-	-	**2.484**	**59**
Activos No Corrientes	**2.531.165**	**2.661.286**	**10.451.242**	**8.518.101**	**2.695.668**	**2.138.069**	**-**	**-**	**15.678.075**	**13.317.456**
Otros activos financieros no corrientes	3	3	5.414.431	4.118.953	2	4.250	-	-	**5.414.436**	**4.123.206**
Otros activos no financieros no corrientes	2	3	1.783.082	1.481.695	49.877	42.484	-	-	**1.832.961**	**1.524.182**
Cuentas por cobrar no corrientes	-	-	209.900	103.338	7.455	5.648	-	-	**217.355**	**108.986**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2	3	-	-	556	-	-	-	**558**	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	139	117	-	-	7.461	12.804	-	-	**7.600**	**12.921**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	125.025	124.689	2.397.534	2.209.822	84.984	86.478	-	-	**2.607.543**	**2.420.989**
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Propiedades, planta y equipo	2.388.363	2.535.400	71.896	42.969	2.530.375	1.970.687	-	-	**4.990.634**	**4.549.056**
Propiedad de inversión	-	-	7.069	6.224	-	-	-	-	**7.069**	**6.224**
Activos por derecho de uso	17.631	1.071	132.835	57.119	14.958	15.718	-	-	**165.424**	**73.908**
Activos por impuestos diferidos	-	-	434.495	497.981	-	-	-	-	**434.495**	**497.981**
TOTAL ACTIVOS	**2.900.319**	**3.005.864**	**13.671.613**	**11.066.228**	**3.311.985**	**2.794.511**	**-**	**-**	**19.883.917**	**16.866.603**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Pasivos Corrientes	**906.530**	**808.949**	**4.352.084**	**3.705.956**	**364.116**	**324.165**	**-**	**-**	**5.622.730**	**4.839.070**
Otros pasivos financieros corrientes	63.934	16.803	1.041.479	400.158	103.639	154.106	-	-	**1.209.052**	**571.067**
Pasivos por arrendamientos corrientes	783	-	50.672	19.329	3.857	2.940	-	-	**55.312**	**22.269**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	625.259	703.068	2.275.429	1.862.855	168.498	113.311	-	-	**3.069.186**	**2.679.234**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	123.912	28.098	883.199	1.308.561	17.179	24.533	-	-	**1.024.290**	**1.361.192**
Otras provisiones corrientes	31.757	30.204	78.531	70.372	12.058	6.894	-	-	**122.346**	**107.470**
Pasivos por impuestos corrientes	23.557	-	-	-	23.377	-	-	-	**46.934**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	37.328	30.776	22.774	44.681	35.508	22.381	-	-	**95.610**	**97.838**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**777.366**	**916.456**	**4.486.886**	**3.624.362**	**740.459**	**1.096.606**	**-**	**-**	**6.004.711**	**5.637.424**
Otros pasivos financieros no corrientes	52.572	-	1.687.265	1.157.685	593.608	1.006.103	-	-	**2.333.445**	**2.163.788**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	19.265	-	92.728	43.697	14.023	14.824	-	-	**126.016**	**58.521**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	268.430	310.666	1.144.523	928.332	62.475	4.911	-	-	**1.475.428**	**1.243.909**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	44.574	71.062	699.406	289.631	-	-	-	-	**743.980**	**360.693**
Otras provisiones no corrientes	7.330	5.933	506.975	412.690	5.116	5.924	-	-	**519.421**	**424.547**
Pasivo por impuestos diferidos	369.851	510.083	61.988	25.000	-	39	-	-	**431.839**	**535.122**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.942	15.011	291.899	764.672	65.237	64.805	-	-	**370.078**	**844.488**
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.402	3.701	2.102	2.655	-	-	-	-	**4.504**	**6.356**
Patrimonio Neto	**1.216.423**	**1.280.459**	**4.832.643**	**3.735.910**	**2.207.410**	**1.373.740**	**-**	**-**	**8.256.476**	**6.390.109**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**1.216.423**	**1.280.459**	**4.832.643**	**3.735.910**	**2.207.410**	**1.373.740**	**-**	**-**	**8.256.476**	**6.390.109**
Capital emitido y pagado	802.672	859.059	2.777.356	2.083.452	-	-	-	-	**3.580.028**	**2.942.511**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	30.807	11.554	744.724	217.038	1.642.346	883.191	-	-	**2.417.877**	**1.111.783**
Otras reservas	382.944	409.846	1.310.563	1.435.420	565.064	490.549	-	-	**2.258.571**	**2.335.815**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**2.900.319**	**3.005.864**	**13.671.613**	**11.066.228**	**3.311.985**	**2.794.511**	**-**	**-**	**19.883.917**	**16.866.603**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio							Distribución								
País	Argentina			Brasil			Colombia			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Ingreso	**1.497.444**	**1.355.148**	**622.826**	**7.464.305**	**7.059.399**	**7.189.637**	**2.220.865**	**2.199.462**	**2.027.266**	**-**	**-**	**-**	**11.182.614**	**10.614.009**	**9.839.729**
Ingresos de actividades ordinarias	1.380.536	1.331.385	634.904	6.021.515	5.881.240	6.139.355	2.198.095	2.174.209	2.007.801	-	-	-	**9.600.146**	**9.386.834**	**8.782.060**
Ventas de energía	1.329.631	1.281.411	607.586	4.973.633	4.954.264	5.228.992	1.085.042	1.091.245	1.058.981	-	-	-	**7.388.306**	**7.326.920**	**6.895.559**
Otras ventas	615	388	1.737	-	-	-	1.370	2.011	1.604	-	-	-	**1.985**	**2.399**	**3.341**
Otras prestaciones de servicios	50.290	49.586	25.581	1.047.882	926.976	910.363	1.111.683	1.080.953	947.216	-	-	-	**2.209.855**	**2.057.515**	**1.883.160**
Otros ingresos	116.908	23.763	(12.078)	1.442.790	1.178.159	1.050.282	22.770	25.253	19.465	-	-	-	**1.582.468**	**1.227.175**	**1.057.669**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(962.019)**	**(947.984)**	**(481.153)**	**(5.081.976)**	**(4.752.382)**	**(4.712.390)**	**(1.219.678)**	**(1.274.042)**	**(1.254.184)**	**-**	**-**	**-**	**(7.263.673)**	**(6.974.408)**	**(6.447.727)**
Compras de energía	(826.192)	(826.001)	(432.462)	(3.093.524)	(2.995.402)	(3.023.771)	(813.493)	(889.146)	(880.815)	-	-	-	**(4.733.209)**	**(4.710.549)**	**(4.337.048)**
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**
Gastos de transporte	(54.037)	(39.526)	(4.703)	(690.615)	(729.896)	(757.506)	(289.889)	(273.830)	(249.640)	-	-	-	**(1.034.541)**	**(1.043.252)**	**(1.011.849)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(81.790)	(82.457)	(43.988)	(1.297.837)	(1.027.084)	(931.113)	(116.296)	(111.066)	(123.729)	-	-	-	**(1.495.923)**	**(1.220.607)**	**(1.098.830)**
Margen de Contribución	**535.425**	**407.164**	**141.673**	**2.382.329**	**2.307.017**	**2.477.247**	**1.001.187**	**925.420**	**773.082**	**-**	**-**	**-**	**3.918.941**	**3.639.601**	**3.392.002**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	24.497	30.752	37.331	107.292	84.771	72.338	40.656	37.033	31.647	-	-	-	**172.445**	**152.556**	**141.316**
Gastos por beneficios a los empleados	(188.341)	(206.835)	(136.523)	(322.215)	(263.244)	(275.108)	(87.331)	(74.024)	(67.509)	-	-	-	**(597.887)**	**(544.103)**	**(479.140)**
Otros gastos, por naturaleza	(172.793)	(201.494)	(96.640)	(509.243)	(482.421)	(537.197)	(162.384)	(125.094)	(92.243)	-	-	-	**(844.420)**	**(809.009)**	**(726.060)**
Resultado Bruto de Explotación	**198.788**	**29.587**	**(54.159)**	**1.658.163**	**1.646.123**	**1.737.280**	**792.128**	**763.335**	**644.977**	**-**	**-**	**-**	**2.649.079**	**2.439.045**	**2.328.098**
Gasto por depreciación y amortización	(164.842)	(164.311)	(71.860)	(436.765)	(478.592)	(445.242)	(142.795)	(151.105)	(125.683)	-	-	-	**(744.402)**	**(794.008)**	**(642.785)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	-	(49.263)	-	-	(45)	-	-	-	-	-	**(49.308)**	**-**	**-**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(69.902)	(43.005)	(11.894)	(260.352)	(179.017)	(233.397)	(15.291)	(15.820)	(10.781)	-	-	-	**(345.545)**	**(237.842)**	**(256.072)**
Resultado de Explotación	**(35.956)**	**(177.729)**	**(137.913)**	**911.783**	**988.514**	**1.058.641**	**633.997**	**596.410**	**508.513**	**-**	**-**	**-**	**1.509.824**	**1.407.195**	**1.429.241**
Resultado Financiero	**(6.095)**	**60.819**	**229.554**	**(654.065)**	**(602.506)**	**(685.200)**	**(156.723)**	**(123.254)**	**(81.876)**	**-**	**-**	**-**	**(816.903)**	**(664.941)**	**(537.522)**
Ingresos financieros	**10.996**	**16.824**	**12.281**	**219.478**	**227.305**	**225.456**	**19.749**	**27.116**	**42.323**	**-**	**-**	**-**	**250.223**	**271.245**	**280.060**
Efectivo y otros medios equivalentes	2.603	8.258	6.226	11.598	11.784	54.187	-	-	-	-	-	-	**14.201**	**20.042**	**60.413**
Otros ingresos financieros	8.393	8.566	6.055	207.880	215.521	171.269	19.749	27.116	42.323	-	-	-	**236.022**	**251.203**	**219.647**
Costos financieros	**(247.023)**	**(458.565)**	**(226.604)**	**(830.497)**	**(805.383)**	**(900.157)**	**(183.117)**	**(154.268)**	**(133.023)**	**-**	**-**	**-**	**(1.260.637)**	**(1.418.216)**	**(1.259.784)**
Préstamos bancarios	(36.319)	(3.008)	(252)	(42.437)	(30.678)	(32.827)	-	-	-	-	-	-	**(78.756)**	**(33.686)**	**(33.079)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(147.135)	(135.338)	(184.426)	-	-	-	-	-	-	**(147.135)**	**(135.338)**	**(184.426)**
Otros	(210.704)	(455.557)	(226.352)	(640.925)	(639.367)	(682.904)	(183.117)	(154.268)	(133.023)	-	-	-	**(1.034.746)**	**(1.249.192)**	**(1.042.279)**
Resultados por Unidades de Reajuste	249.863	519.324	477.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**249.863**	**519.324**	**477.620**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(19.931)**	**(16.764)**	**(33.743)**	**(43.066)**	**(24.428)**	**(10.499)**	**6.645**	**3.898**	**8.824**	**-**	**-**	**-**	**(56.352)**	**(37.294)**	**(35.418)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	30	(17)	2	-	-	-	541	(416)	(890)	-	-	-	**571**	**(433)**	**(888)**
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	**95**	**663**	**-**	**-**	**191**	**51**	**173**	**-**	**-**	**-**	**854**	**51**	**268**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**
Resultados en Ventas de Activos	-	-	95	663	-	-	191	51	173	-	-	-	**854**	**51**	**268**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(42.021)**	**(116.927)**	**91.738**	**258.361**	**386.008**	**373.441**	**478.006**	**472.791**	**425.920**	**-**	**-**	**-**	**694.346**	**741.872**	**891.099**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	61.021	57.215	25.695	(34.184)	5.504	(101.259)	(176.533)	(174.934)	(158.257)	-	-	-	**(149.696)**	**(112.215)**	**(233.821)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**19.000**	**(59.712)**	**117.433**	**224.177**	**391.512**	**272.182**	**301.473**	**297.857**	**267.663**	**-**	**-**	**-**	**544.650**	**629.657**	**657.278**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**19.000**	**(59.712)**	**117.433**	**224.177**	**391.512**	**272.182**	**301.473**	**297.857**	**267.663**	**-**	**-**	**-**	**544.650**	**629.657**	**657.278**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio							Distribución								
País	Argentina			Brasil			Colombia			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	15.008	162.839	78.641	1.035.127	978.003	946.907	1.310.865	994.409	310.505	-	-	-	**2.361.000**	**2.135.251**	**1.336.053**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(143.241)	(141.156)	(97.739)	(1.180.060)	(869.847)	(928.441)	(372.027)	(288.203)	(306.915)	-	-	-	**(1.695.328)**	**(1.299.206)**	**(1.333.095)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	135.545	(12.781)	20.011	48.544	66.124	(232.386)	(564.655)	(435.195)	(231.302)	-	-	-	**(380.566)**	**(381.852)**	**(443.677)**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

35.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo Pendiente	
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor contable	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Banco Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Edesur S.A.	Acreedor	Prenda sobre cuentas en recaudación	Cobranzas Clientes	ARS	142	80.043	-
Banco do Nordeste	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y depósitos en garantía	Cobranzas Clientes	BRL	3.315	20.328	25.829
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Depósitos en garantía y prenda sobre acciones	Depósitos y acciones*	BRL	564.323	363.091	341.753
Total						**567.780**	**463.462**	**367.582**

(*) Corresponden a títulos de acción que se tienen sobre las compañías de: EGP Cabeça De Boi, EGP Damascena, EGP Delfina A Eólica, EGP Fazenda, EGP Maniçoba Eólica, EGP Morro Do Chapéu I Eólica, EGP Morro Do Chapéu II Eólica y EGP Salto Apiacás.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, no existen propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos.

Al 31 de diciembre de 2025, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS$46.857.466 (MUS$41.289.498 al 31 de diciembre de 2024).

35.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Garantía			Saldo pendiente	
				Nombre	Relación	Garante	Tipo de Garantía	Moneda	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas)[1]	Codeudor Solidario	UF	29.810	34.364
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas)[1]	Codeudor Solidario	UF	159.588	175.608
Préstamo Bancario	Scotiabank 4131 III	Febrero 2025	Scotiabank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	37.117
Préstamo Bancario	Scotiabank 4131 IV	Febrero 2025	Scotiabank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	22.249
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla I	Agosto 2026	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	38.425	-
Préstamo Bancario	Deutsche Bank 4131 - Ampla I	Abril 2027	Deutsche Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	39.443	-
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla II	Mayo 2027	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	24.119	-
Préstamo Bancario	Deutsche Bank 4131 - Ampla II	Mayo 2027	Deutsche Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	24.071	-
Préstamo Bancario	BNP Paribas 4131 III	Diciembre 2026	BNP Paribas	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	32.275	-
Nota Comercial	1ª Nota Comercial	Abril 2026	Bradesco y BTG Pactual	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	327.322	-
Bonos locales	Bono Local 12ª Emisión -1ª serie	Mayo 2029	Bonistas Locales	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	92.505	-
Bonos locales	Bono Local 12ª Emisión -2ª serie	Mayo 2030	Bonistas Locales	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	94.036	-
Préstamo Bancario	Itaú CCB	Febrero 2026	Itaú Unibanco S.A.	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	47.306	-
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) B	Abril 2038	European Investment Bank	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel SpA	Aval	US$	57.251	54.997
Bonos locales	Bono Local 28ª Emisión - 1ª serie	Mayo 2028	Bonistas Locales	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	180.384	-
Bonos locales	Bono Local 28ª Emisión -2ª serie	Junio 2029	Bonistas Locales	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	73.993	-
Préstamo Bancario	MUFG 4131 II	Junio 2026	MUFG Brasil	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	29.602	-
Bonos locales	Bono Local 29ª Emisión	Septiembre 2035	Bonistas Locales	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	94.309	-
Préstamo Bancario	Credit Agricole 4131 II	Noviembre 2027	Credit Agricole Brasil	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	EUR	161.002	-
Préstamo Bancario	BNDES Inovação - Subcrédito A	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	32.828	-
Préstamo Bancario	BNDES FINEM - Subcrédito B	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	34.506	-
Préstamo Bancario	BNDES FINAME	Noviembre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	46.690	-
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	9.160	8.140
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	9.869	9.496
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto 2033	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	34.857	38.961
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto 2033	Bank of China Ltd. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	36.280	40.514
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto 2033	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	31.179	34.833
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto 2033	Bank of China Ltd. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	32.452	36.255
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.161	9.807
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	2.380	2.297
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.178	9.824
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.227	9.870
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	Bank of China Ltd. - Milan Branch	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	7.898	9.050
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	Banco Santander S.A. - Milan Branch	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	7.588	8.695
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	13.744	14.323
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	Bank of China Ltd. - Milan Branch	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	11.848	13.576
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	Banco Santander S.A. - Milan Branch	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	11.383	13.043
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	20.617	21.485
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	Bank of China Ltd. - Milan Branch	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	7.898	9.050
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	Banco Santander S.A. - Milan Branch	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	7.588	8.695
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	13.744	14.323
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	9.893	9.520
Total									**1.918.409**	**646.092**

(1) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo con el contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

Argentina:

Edesur S.A.

1. Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios del incumplimiento de las obras concernientes al "Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público" (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. Los daños se corresponden a los costos de la ejecución de las obras y penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado. Cuantía es de MARS 3.100.000 (MUS$2.136).

Enel Argentina S.A.

2. PROENER S.A.U. inició un arbitraje internacional ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en contra de Enel Argentina S.A., por el supuesto incumplimiento al contrato de compraventa de acciones, en relación con el estado de la planta de generación y pasivos no revelados, mediante el cual Enel Argentina vendió a PREONER el 75,68% de las acciones de Enel Generación Costanera S.A. Se ha contestado la solicitud de arbitraje, solicitando el rechazo de los reclamos descritos y se estima en MARS30.264.000 (MUS$20.800)

Brasil:

Enel Brasil S.A.

3. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras el desecho del proceso en el nivel administrativo, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. Actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL286.805 (MUS$52.339).

4. Enel Brasil recibió una resolución que rechazó unas solicitudes de compensación presentadas a las autoridades fiscales. Las compensaciones utilizaron saldo negativo del impuesto sobre la renta del año de 2019. La cuantía de este litigio se estima en MBRL194.535 (MUS$35.501).

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

5. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública referente al ajuste tarifario de 2010, en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza S.A. y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza S.A. (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es

equivocada, pues ha considerado datos imprecisos en el proceso. Se dictan sentencias desfavorables en primera y segunda instancia. Enel Distribución Ceará interpuso Embargos de Declaración en contra de la decisión, a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

6. Electrificadoras rurales han presentado 5 demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. Si bien hay 5 demandas activas, solo 2 presentan valores relevantes. A pesar de ello, Enel Distribución Ceará paga regularmente el alquiler de la red a las electrificadoras rurales que aún mantienen contratos activos y en las que sigue pendiente la discusión sobre la propiedad de estos activos, dado que sostenemos que los activos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.

   (i) Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – (1) COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de cobro). No hay decisión cautelar ni de primera instancia. El monto involucrado en la demanda que sigue activa es de MBRL$332.188 (MUS$60.620).

   (ii) Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. Durante el año 2023 fue dictado un informe pericial que concluyó el abandono de los activos de red de parte de COPERCA. Tras declaraciones sobre el trabajo pericial, actualmente el proceso se encuentra ante un juez para deliberación. El monto involucrado en la demanda es de MBRL309.790 (MUS$56.534).

7. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL254.204 (MUS$46.390).

8. Se presentó una acción civil pública a través de la cual el Instituto de Defensa de los Consumidores (IPEDC) se cuestiona la inclusión de los costes por hurto de energía reflejados por las distribuidoras en la tarifa ya que los consumidores no podrían pagar por el hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para su reducción. El 22 de enero de 2024 se interpone el recurso de apelación, el cual tiene un resultado favorable para Enel. Sin embargo, el IPDEC interpuso un Recurso Especial y uno Extraordinario en contra de la sentencia, los que se encuentran pendientes. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

9. En julio de 2025 se interpuso una acción popular en relación con los derechos colectivos de los consumidores, con una solicitud de medida cautelar, para impedir la prórroga del contrato de concesión de Enel Distribuição Ceará, basándose en la mala prestación del servicio. No hay decisión sobre la solicitud de medida cautelar ni sobre el fondo del asunto. El importe de la demanda es indeterminado.

10. Es realizada una Acción Popular con solicitud de medida cautelar urgente en la que se solicita el enterramiento de las redes eléctricas de la ciudad de Fortaleza (Ceará), además del pago de daños morales colectivos. La solicitud de medida cautelar fue denegada, la Compañía y el municipio de Fortaleza presentaron su defensa en mayo de 2025 y el proceso se encuentra en fase de instrucción. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

11. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo (subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará), Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al período de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MBRL310.106 (MUS$56.591).

12. El Estado de Ceará levantó 15 actas contra Enel Distribución Ceará por el periodo 2003 al 2004, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total es de MBRL214.589 (MUS$39.160).

13. El Estado de Ceará levantó 14 actas contra Enel Distribución Ceará para exigir ICMS sobre el subsidio pagado por el Gobierno Federal a Enel Ceará (y todos los distribuidores en Brasil) por descuentos regulatorios aplicados a ciertos consumidores, para los años de 2015, 2016 y 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL697.970 (MUS$127.372).

14. Acender Engenharia Ltda. ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El caso se encuentra en desarrollo. El monto involucrado en la demanda es de MBRL196.183 (MUS$ 35.801).

Enel Distribución Río (ex Ampla Energía y Servicios)

15. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S.A. ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuición Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribuición Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda es de MBRL181.911 (MUS$33.197).

16. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N°2.335/87. La acción de rescisión presentada por ENEL fue juzgada desfavorable el 6 de junio de 2022. Enel presentó varios recursos que fueron juzgados desfavorables. El 30 de abril de 2024, Enel presentó un nuevo recurso el cual todavía se encuentra pendiente de resolución. El monto involucrado en la demanda es de MBRL154.327 (MUS$28.163).

17. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remitidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. La Compañía se encuentra evaluando futuras acciones. La cuantía de este litigio se estima en MBRL685.835 (MUS$125.158).

18. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima MBRL131.140 (MUS$23.932).

19. Cibran ha presentado algunas demandas indemnizatorias por problemas con el suministro de energía, ocurridos durante el período que va entre los años 1987 a 1999 y algunos días del año de 2002. El monto involucrado es indeterminado.

20. Acción civil pública interpuesta por la Municipalidad de Paraty, alegando mala calidad del suministro de energía en el Municipio. El proceso se encuentra en fase de ejecución de sentencia. El monto involucrado es indeterminado.

21. Como consecuencia del evento climático del 18 de noviembre de 2023, a 31 de diciembre de 2025 hay 1,207 demandas individuales y 18 demandas colectivas pendientes de resolución presentadas por representantes municipales, la Fiscalía y una asociación, en las que se solicitan medidas cautelares para obligar al distribuidor a prestar servicios y proporcionar información y, en última instancia, a mantener las medidas de servicio, así como una indemnización por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinará en el momento procesal oportuno. Dos demandas fueron desestimadas con sentencias definitivas a favor de Enel RJ. Así, para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2025, en lo que respecta a las demandas individuales, el importe total reclamado es de MBRL 31.676 (MUSD 5.780). Aún no es posible estimar los valores de las demandas colectivas, ya que están sujetas a peritajes, apelaciones y decisiones relativas a la determinación del importe.

22. El 9 de septiembre de 2025, la Fiscalía Federal presentó una acción civil pública en contra de Enel Distribución Rio, ANEEL y Unión Federal con una solicitud de medida cautelar con el objetivo de impedir la prórroga, sin licitación, del contrato de concesión de Enel Distribuição Rio, alegando mala prestación de servicios. El juez de Niterói, donde se presentó la demanda, declinó la competencia del caso y lo remitió a un juez federal de la capital del estado de Río de Janeiro, afirmando que la solicitud va más allá de la región de Niterói, ya que la concesión de Enel Distribución Rio abarca 66 municipios. No hay decisión judicial sobre la solicitud de medida cautelar sin pronunciamiento sobre el fondo de la demanda. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

23. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Enel Distribución Sao Paulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. El 10 de abril de 2024, se dictó una decisión de primera instancia desestimando las solicitudes de Enel. Posteriormente, se presentó una apelación, junto con una solicitud de efecto suspensivo sobre la apelación de Eletropaulo para suspender la ejecución de la decisión dictada. El monto involucrado en la demanda es de MBRL1.386.446 (MUS$253.012).

24. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Enel Distribución Sao Paulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El caso se encuentra en desarrollo. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

25. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Enel Distribución Sao Paulo y ANEEL buscando el reconocimiento y consecuente extinción del beneficio por la contabilización indebida de los beneficios generados por el pago de interés sobre el capital propio en la composición tarifaria. La sentencia de primera instancia fue favorable a la Compañía. Aguardamos la decisión del recurso de apelación interpuesto por el MPF. El 19 de septiembre de 2024, Enel presentó recursos de apelación ante los Tribunales Superiores. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

26. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Enel Distribución Sao Paulo buscando fijar el plazo de prescripción para el cobro de las cantidades referentes a facturas de consumo vencidas en 90 días y la doble devolución de cualquier cantidad que se haya cobrado erróneamente a los consumidores que firmaron Términos de Confesión de Deuda (TCD's) que estuvieran parcial o totalmente compuestas por deudas de terceros. Sentencias de primera y segunda instancia desfavorables (en segunda instancia aumentando al doble la pena, monto que se encuentra en fase de determinación). Enel presentó un recurso en contra de la sentencia, el cual se encuentra pendiente. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

27. En noviembre de 1998 fueron entregadas por la Caixa Económica Federal tres notificaciones relativas a la supuesta falta de recogida de FGTS durante el período de enero de 1993 a septiembre de 1998. Enel Distribución Sao Paulo presentó un recurso interno el que fue rechazado el 22 de diciembre. Se encuentra en evaluación la presentación de algún recurso. El monto involucrado es de MBRL82.623 (MUS$15.077).

28. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La cuantía del litigio es de MBRL180.001 (MUS$32.848).

29. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. La Compañía efectuó un depósito judicial y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. La cuantía del litigio es de MBRL273.224 (MUS$49.861).

30. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo de 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. La Compañía presentó un recurso de apelación, el cual fue juzgado parcialmente favorable. La Compañía presentó un recurso ante el Tribunal Administrativo de última instancia. La cuantía del litigio es de MBRL281.491 (MUS$51.369).

31. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Cuantía del litigio es de MBRL205.189 (MUS$37.445).

32. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La Compañía obtuvo decisión desfavorable en la segunda instancia administrativa. Fue presentado un recurso a la última instancia administrativa. La cuantía del litigio es de MBRL203.128 (MUS$37.069).

33. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En

mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. La cuantía del litigio es de MBRL140.221 (MUS$25.589).

34. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La Autoridad Tributaria Federal no ratificó la cuantía total de MBRL766.356 (MUS$139.852).

35. Actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. Enel SP presentó otra garantía con el fin de discutir otras 2 deudas relacionadas con el mismo tema que la empresa está a la espera de las actas de cobro. La cuantía del litigio es de MBRL267.713 (MUS$48.855).

36. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La cuantía total de los litigios es de MBRL225.484 (MUS$41.149).

37. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. En el tercer trimestre de 2025 una de las actas se cerró favorablemente, por lo que la cuantía disminuyó, quedando un total de MBRL208.137 (MUS$37.983).

38. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2018, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. La cuantía de todos los litigios es de MBRL346.426 (MUS$63.219).

39. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2017, 2018 y 2019, debido a que la compañía presuntamente dedujo determinados montos. El uso tributario de la amortización del agio se inició luego de las reorganizaciones societarias realizadas por el anterior controlador en 2016. En diciembre de 2025 la compañía recibió una nueva acta del periodo 2020 y 2021, por lo que la cuantía del litigio ahora es de MBRL1.278.728 (MUS$233.355).

40. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal en contra Enel Distribución Sao Paulo, las cuales no ratifican las compensaciones relacionadas con los créditos de IRPJ y CSLL de saldos negativos de años anteriores (1997 a 1999). La cuantía del litigio es de MBRL444.949 (MUS$81.199).

41. Socrel – Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda. ha presentado una acción contra Enel Distribución Sao Paulo en la cual exige una indemnización por cuenta de la rescisión de 11 contratos. Alega que una sucesión de hechos ocurridos tanto en los contratos, se han materializado con la terminación de los mismos, por lo que reclama indemnización por daños. El 7 de noviembre de 2023 se determina que la demanda vuelve a primera instancia para (i) producir esta prueba oral y (ii) se dictará una nueva decisión. Enel interpuso un Recurso Especial dirigido al Tribunal Superior contra la anulación de la sentencia de primera instancia. El 13 de marzo de 2025, el Tribunal Superior no juzgó el recurso de Enel Distribución Sao Paulo, por cuestiones procesales. El juez falló a

favor de Enel, por lo que Socrel interpuso un recurso de apelación en contra de la sentencia, el cual se encuentra pendiente El monto involucrado en la demanda es de MBRL262.871 (MUS$47.971).

42. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión de La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL que ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Enel Distribución Sao Paulo. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una apelación al Tribunal, a la fecha sin resolución. Hay una medida cautelar vigente suspendiendo todos los efectos de las sanciones. El monto involucrado en la sanción es de MBRL240.453 (MUS$43.880).

43. Como resultado de los acontecimientos climáticos del 3 de noviembre de 2023, a 31 de diciembre de 2025 hay 398 demandas individuales y 6 demandas colectivas pendientes presentadas por representantes de municipios, sindicatos, partidos políticos, la Fiscalía y la Defensoría Pública. Estas demandas buscan medidas cautelares para obligar a la empresa a proporcionar información y/o documentos y, en última instancia, el mantenimiento de estas medidas, así como la indemnización por daños morales y materiales individuales y colectivos, que se determinarán en la etapa procesal correspondiente, es decir, cuando se emitan las decisiones y/o los informes periciales. Dos demandas fueron desestimadas con sentencias definitivas a favor de Enel SP. Por lo tanto, al 31 de diciembre de 2025, el monto total reclamado en las 398 demandas individuales es de MBRL 19.217 (MUSD$ 3.506). En cuanto a las demandas colectivas, aún no es posible estimar su valor, ya que están sujetas a peritajes y resoluciones para determinar su cuantía.

44. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó el pago de una sanción por incumplimiento de los indicadores de calidad del suministro DEC y FEC de 2021 y por considerar que Enel Distribución Sao Paulo no prestó un servicio adecuado, en lo que respecta a la calidad del suministro eléctrico en Sao Paulo, con la imposición de multa. El 7 de marzo de 2024, se concedió una orden judicial para suspender el cobro de la multa durante el procedimiento en juicio, que sigue su curso. La cuantía es de MBRL86.174 (MUS$15.726).

45. El 9 de febrero de 2024 se recibió una multa de ANEEL, en relación con la calidad del servicio de Enel Distribución Sao Paulo también relacionada con el evento meteorológico ocurrido el 3 de noviembre de 2023. En relación con lo denunciado, el 21 de febrero de 2024 se interpuso recurso administrativo contra la multa, sin embargo, ésta continuó confirmada. Posteriormente, el 25 de abril de 2024, se interpuso una demanda solicitando la anulación de la multa. El 26 de abril de 2024, se concedió una orden judicial para suspender el cobro de la multa durante el procedimiento en juicio, que sigue su curso. El monto de la multa es de MBRL208.884 (MUS$38.119).

46. Como resultado del fenómeno meteorológico del 11 de octubre de 2024, la empresa fue demandada en 758 juicios individuales y 9 demandas colectivas en curso hasta el 31 de diciembre de 2025. Entre los demandantes se encuentran fiscales, representantes municipales, asociaciones, partidos políticos, el Gobierno Federal, el Estado de São Paulo y un ciudadano particular. Estas acciones buscan medidas cautelares relacionadas con la calidad del servicio de suministro de electricidad prestado por la Compañía, exigiendo la divulgación de información y/o documentos, y solicitando la intervención en el contrato de concesión. En cuanto al fondo, los demandantes solicitaron que se mantuvieran las medidas cautelares, que se ordenara a la Compañía pagar las indemnizaciones por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinaran en la fase procesal correspondiente, y que se declarara rescindido el contrato de concesión y/o se aplicaran sanciones a la Compañía. Tres demandas fueron desestimadas con sentencias definitivas a favor de Enel SP. Al 31 de diciembre de 2025, el monto total reclamado en las 758 demandas individuales es de MBRL17.513 (MUSD$3.196). En cuanto a las demandas colectivas, aún no es posible estimar los montos de riesgo, ya que están sujetas a peritajes y decisiones para determinar su valor.

47. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará en 2019 y Enel Distribución Rio en septiembre de 2021 de que los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre diciembre de 2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo y para Enel Distribución Rio, mayo de 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de nuestros asesores legales, así como también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Rio reconocieron activos que actualmente tienen un saldo de MBRL2.650.634 (MUS$483.714) y MBRL2.505.187 (MUS$457.171), respectivamente. En tanto, Enel Distribución Ceará ha compensado totalmente el crédito.

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

El 28 de junio de 2022 se publicó la Ley 14.385/2022 para regular la devolución a los consumidores de los montos de los impuestos recaudados en exceso por los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, tales como los resultantes de la exclusión del ICMS de la base de cálculo del PIS y COFINS.

Considerando la interpretación de las autoridades fiscales, Enel SP y CE interpusieron un litigio para garantizar su respectivo derecho a compensar todo el crédito de PIS y COFINS reconocido por la decisión definitiva sin limitación de tiempo. En el litigio de Enel SP, Hacienda interpuso un Recurso Especial ante el Tribunal Superior de Justicia, el que se encuentra pendiente, el cual fue acogido por lo que la Compañía se encuentra evaluando futuras impugnaciones.

En 29 de diciembre de 2023, fue publicada una Medida Provisional 1 que trata de las compensaciones tributarias, creando límites para la utilización de créditos provenientes de una decisión judicial definitiva y estableciendo que las compensaciones podrán ser realizadas tras 5 años. La mencionada Medida Provisional fue convertida en Ley.

Las Compañías seguirán adoptando los procedimientos de recuperación del crédito tributario de acuerdo con las previsiones legales y presentaron los cálculos del crédito fiscal en respuesta a la solicitud de la Autoridad Tributaria Fiscal.

En el juicio del Supremo Tribunal Federal (STF) de la Acción Directa de Inconstitucionalidad – ADI n° 7.324 se reconoció la constitucionalidad de la Ley 14.385/2022 y la sentencia fue publicada el 10 de diciembre de 2025. El STF estableció que la devolución está limitada al plazo de prescripción de 10 años, contados desde la efectiva restitución del pago indebido a la distribuidora o desde la homologación definitiva de la compensación realizada por ella. Los valores cuyo hecho generador sea anterior a dicho plazo no serían objeto de devolución vía pasivo regulatorio. La referida decisión está sujeta a eventuales aclaraciones o modulaciones que serán definidas por el STF en el juicio de los recursos presentados.

48. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una acción de cobro contra CTEEP por el monto valor histórico de R$1,8 mil millones, que actualmente asciende a R$2,1 mil millones (MUS$383.229) cuyo origen es una deuda con Eletrobras (contraída previamente a la privatización de la Sociedad) y que fue objeto de un acuerdo por parte Compañía en 2018, excepto por su derecho a cobrar del deudor real (CTEEP). En el entendimiento de la Compañía y sus asesores legales y árbitros contratados, en virtud de la decisión de la Compañía ocurrida en 1998, y con anterioridad a su privatización, la deuda en cuestión fue transferida a la Compañía Paulista de Transmisión – EPTE (predecesor de CTEEP), en términos del protocolo de división de 22 de diciembre de 1997. Por tanto, la CTEEP es responsable de la deuda. Enel presentó recursos a los Tribunales Superiores. El 17 de mayo de 2024, se resolvió suspender el trámite de nuestros recursos. El 1 de abril de 2025, el Recurso Extraordinario fue admitido, mientras el Recurso Especial no. Los montos involucrados en la demanda son 13% del valor actualizado de la acción, que correspondería a MBRL303.535 (MUS$55.392).

49. La Compañía discute judicialmente desde 2012 un litigio de no incidencia de IRPJ y de CSLL sobre intereses SELIC en la recuperación de créditos tributarios y en la compensación de tributos, lo anterior con el objetivo de que se reconozcan los pagos. Después de las decisiones del Tribunal de Segunda Instancia parcialmente favorables, la Compañía presentó un Recurso Especial y un Recurso Extraordinario, solicitando que la sentencia del Tribunal sea declarada nula en su totalidad, o subsidiariamente que se reforme para que sea reconocido y concedido el derecho de recalcular sus pérdidas fiscales de IRPJ y base de cálculo negativa de CSLL. El recurso Especial de la compañía fue rechazado, por lo que la compañía interpuso un nuevo recurso que se encuentra en desarrollo. A la fecha la estimación es de MBR1.141.953 (MUS$208.395) de impuesto diferido activo referente a la reliquidación de pérdidas fiscales de IRPJ y base de cálculo negativa del CSLL.

50. El 6 de agosto de 2025, el Ayuntamiento de Sao Paulo presentó una demanda contra Enel Distribución Sao Paulo, ANEEL y la Unión Federal buscando suspender el proceso de renovación de la concesión de la Compañía, alegando la mala calidad de los servicios prestados y la necesidad de cumplir criterios y análisis específicos para la renovación de la concesión de Enel Distribución Sao Paulo, con una solicitud preliminar de suspensión del proceso de renovación hasta la sentencia de la demanda. El 9 de octubre de 2025, el juez concedió una medida cautelar para suspender el proceso administrativo de prórroga anticipada del contrato de concesión de Enel Distribución Sao Paulo (hasta que se dicte una resolución definitiva del Termo de intimación del ANEEL N° 0049/2024-SFT) y para que la ANEEL y la Unión evalúen los criterios y análisis adicionales sobre la renovación de Enel Distribución Sao Paulo. Enel, el Gobierno Federal y la ANEEL presentaron recursos en contra de la medida cautelar, los que se encuentran pendientes de resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado (ver nota 35.5.b.ii).

51. Como resultado del evento climático del 10 de diciembre de 2025, la Compañía fue demandada en 305 juicios individuales y 4 juicios colectivos al 31 de diciembre de 2025, presentados por la fiscalía y representantes de (3) municipios. Los demandantes solicitaron y obtuvieron en primera instancia medidas cautelares que ordenaban a la Compañía adoptar medidas relacionadas con la calidad del servicio de suministro de energía para reconectar a los clientes y proporcionar información y/o documentos bajo pena de determinadas multas diarias u horarias en caso de incumplimiento. En cuanto al fondo de los asuntos, los demandantes solicitaron que se confirmaran

las medidas cautelares, que se ordenara a la Compañía pagar las cantidades correspondientes a los daños materiales sufridos por los municipios, que se determinarían en el momento procesal oportuno, así como cumplir con determinadas obligaciones de actuar. Por lo tanto, al 31 de diciembre de 2025, el monto total reclamado en las 305 demandas individuales es de MBRL$ 4.480 (MUS$ 817). En cuanto a las acciones colectivas, aún no es posible estimar los valores de riesgo, ya que están sujetas a peritajes y decisiones para determinar su valor.

Enel Cien S.A.

52. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con Tractebel Energia S.A contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Tractebel Energía S.A. ha presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y requerimientos de indemnización, los cuales son indeterminados. En febrero de 2023, fue publicada, decisión favorable a CIEN en primera y segunda instancia. A la espera de juzgamiento del recurso de Tractebel en tercera instancia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL855.280 (MUS$156.080).

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.

53. La Autoridad Tributaria Federal emite acta tributaria por el cobro PIS y COFINS cuyo origen es la no aceptación de créditos de estas contribuciones sobre los costes relacionados con la importación de energía. La sentencia fue desfavorable en segunda instancia administrativa, por lo que la Compañía se encuentra evaluando futuras acciones. La cuantía del litigio es MBRL499.857 (MUS$91.219).

Alba Energía Ltda.

54. En septiembre de 2024 fue presentada una acción civil pública promovida por el Ministerio Público de Piauí (MP/PI) contra Alba Energia Ltda. y Enel Brasil S.A., en relación con el Complejo Solar São Gonçalo y el supuesto incumplimiento de las medidas previstas en el Acuerdo de Ajuste de Conducta y Acuerdo Sustitutivo de Multa Ambiental y Levantamiento de Embargo (TAC) firmado por Alba con la SEMARH (Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Hídricos) en septiembre de 2020. Los principales riesgos están asociados a la posible aceptación concesión de la medida cautelar solicitada por el Ministerio Público. El 8 de octubre el juez otorgó la medida cautelar solicitada. Enel apeló por ser la empresa que había sido citada y actualmente está a la espera de la evaluación del efecto suspensivo. La demanda es de MBRL 231.953 (MUS$ 42.329).

Enel Trading Brasil

55. La Compañía es parte de un procedimiento arbitral, pendiente de la firma del acta arbitral por las partes y los árbitros, desde el 13 de octubre de 2025, debido a la suspensión acordada por las partes, el cual se encuentra suspendido hasta marzo de 2026. El procedimiento discute la recisión de contratos bilaterales de compraventa de energía y se han presentado reclamaciones indemnizatorias por ambas partes. El importe actualizado al 31 de diciembre de 2025 correspondiente al procedimiento arbitral asciende MBRL168.228 (MUS$30.699).

Colombia:

Enel Colombia S.A. (ex Emgesa S.A. ESP)

56. En la demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), la Nación – Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicita la protección de los derechos colectivos relacionados con el medio ambiente sano, la salubridad pública, la seguridad alimentaria, y la adopción de medidas correctivas y preventivas para evitar una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, ocasionada por el llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Tras el fallo de primera instancia del 18 de diciembre de 2020, se establecieron obligaciones dirigidas a implementar un proyecto de descontaminación del embalse. Actualmente, el proceso se encuentra en segunda instancia, y está pendiente el fallo definitivo. Cabe resaltar que este proceso no tiene una cuantía asignada, ya que se trata de la protección de derechos colectivos.

57. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Enel Colombia S.A. (ex Emgesa) interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que se encuentran pendientes de resolución. Existe además una acción paralela, de nulidad y restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, en esta demanda el 8 de abril de 2022 se dictó fallo negando nuestras pretensiones, se presentó recurso de apelación ante el Consejo de Estado, esperamos fallo de segunda instancia en 2027. La cuantía involucrada en este litigio es de MCOP161.270.000 (MUS$42.691).

58. Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogota DC. La Alcaldía de Bogotá, el Ministerio de Ambiente, la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, la Superintendencia de Servicios Públicos y Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), fueron demandados por daños materiales y morales por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), el demandante señala que existe responsabilidad por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. La Compañía en su defensa presentó excepciones. Este litigio se encuentra actualmente en etapa probatoria. El litigio tiene una cuantía de aproximadamente MCOP2.222.742.173 (MUSD 588.397).

Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP)

59. Acción de Grupo en contra de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP), presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. Actualmente, el proceso se encuentra para fallo de primera instancia. La cuantía estimada es MCOP337.626.840 (MUS$89.375).

60. Acción popular contra Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP). Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la UAESP reliquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP). La UAESP da inicio al cobro ejecutivo de cobro coactivo No. 004 de 2018, la UAESP y mediante Resolución No. 173 del 11 de abril de 2025 ajustó la liquidación del crédito a cargo de la Compañía en la suma de $280.095.862. (MUS$74.146). Como consecuencia de lo anterior, el 16 de abril del presente año, la Compañía presentó a la UAESP propuesta de acuerdo de pago dentro del proceso coactivo, acompañada del pago de $84.028.758 (MUS$22.244), equivalente al 30% del monto total de la deuda, propuesta que fue aceptada por la UAESP mediante Resolución No. 237 del 2025 del 29 de abril de 2025, sobre la cual Enel Colombia interpuso un recurso de reposición el 14 de mayo de 2025. Posteriormente el 11 de julio de 2025 la UAESP, mediante la Resolución 463 de 2025, resolvió este recurso de reposición contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, referente a la actualización financiera de los pagos futuros del acuerdo, ratificando los cálculos financieros de la Resolución 237 del 2025 del 29 de abril de 2025. Por lo anterior la Compañía, efectuó el reconocimiento del acuerdo de pago. El caso se encuentra en desarrollo. La cuantía corresponde a MCOP$229.680.865 (MUS$60.800).

61. Proceso declarativo por demanda de Inversiones Los Almendros del Norte Ltda. El demandante reclama que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34 para Enel Colombia S.A. ESP (Ex Codensa) y que no han sido pagados. Se encuentra pendiente un incidente de competencia ante el Tribunal Superior de Bogotá. La cuantía de la demanda es de MCOP132.191.499 (MUS$34.993).

62. La Contraloría de Cundinamarca interpuso una acción popular en contra de Enel Colombia S.A. por presuntas vulneraciones a derechos colectivos en la prestación del servicio de alumbrado público en varios municipios de ese departamento. El 23 de julio de 2025, se dicta sentencia en la cual se declaran vulnerados los derechos a la moralidad administrativa, al patrimonio público y al uso adecuado del espacio público. Se interpuso un recurso de apelación en contra de la sentencia, el cual se encuentra pendiente. Además, se estima una cuantía de MCOP175.950.000 (MUS$46.576).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$48.707 al 31 de diciembre de 2025 (ver Nota 24). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

35.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos que exigen su cumplimiento.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default las cuales se detallan a continuación:

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de crédito	Línea de crédito no comprometida
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda que mantenga Enel Américas, por cualquier deuda financiera en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	Banco Santander Chile
Número de inscripción	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores a US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Bonos Yankee	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas o alguna Subsidiaria Significativa, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$30 millones en una deuda individual.
Acreedor	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US$30 millones de principal en forma individual.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores a US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores a US$30 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US$30 millones de forma individual.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-

Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Las deudas de las filiales de Enel Américas incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato.

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Bonos emisiones 8, 9 y 12	Bonos emisiones 24, 25, 26, 27, 28 y 29	Bonos emisión 1	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Scotiabank
Número de inscripción	ISIN: BRCOCEDBS0E5; BRCOCEDBS0F2; BRCOCEDBS0I6; BRCOCEDBS0J4	ISIN: BRELPLDBS0Y0; BRELPLDBS100; BRELPLDBS118; BRELPLDBS126; BRELPLDBS134; BRELPLDBS142	ISIN: BREGVGDBS009; BREGVGDBS017	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,57	2,59	1,44	2,57
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

Restricciones financieras	Enel Distribución Sao Paulo	Edesur	Edesur	Edesur	Edesur
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,0.	Se debe mantener un monto de Deuda Financiera total no mayor a US$300 millones (o su equivalente en otras monedas).	Se debe mantener una relación de cobertura de intereses mayor a 1,5.	Se debe mantener un Patrimonio Neto mínimo igual o mayor a MARS 1.300 millones.
Acreedor	Scotiabank	Santander Argentina y Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Santander Argentina y Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Santander Argentina y Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Santander Argentina y Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)
Número de inscripción	-	-	-	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera / EBITDA	Deuda Financiera	EBITDA / gastos financieros	Patrimonio Neto mínimo
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide Deuda Financiera por EBITDA	Deuda Financiera corresponde a la suma de 1) todas las obligaciones en su condición de prestataria de dar sumas de dinero y las derivadas de sus respectivas refinanciaciones y 2) todas sus obligaciones financieras instrumentadas.	Se divide EBITDA por la suma de los gastos financieros respecto a la deuda financiera.	El Patrimonio Neto corresponde al patrimonio del deudor y sus subsidiarias a nivel consolidado.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,0.	Se debe mantener un monto de Deuda Financiera total no mayor a US$300 millones (o su equivalente en otras monedas).	Se debe mantener una relación de cobertura de intereses mayor a 1,5.	Se debe mantener un Patrimonio Neto mínimo igual o mayor a MARS 1.300 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,59	0,60	US$116 millones	5,00	MARS 1.766 millones
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, EBITDA	Deuda Financiera	EBITDA, Gastos financieros	Patrimonio total

El resto de las filiales no mencionadas en esta nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones. La exposición de obligaciones asociadas a estos covenants se encuentra descrita en nota 19, ítems Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor, Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor, e Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor.

Al 31 de diciembre de 2025, Enel Américas se encontraba en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, así como de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros. Así como también la Administración no tiene conocimiento de hechos o circunstancias que indiquen que la Compañía pueda tener dificultades para cumplir estos covenants durante o después del período sobre el que se informa.

35.5 Otras informaciones

a) Argentina

(i) Enel Generación El Chocón S.A.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

A partir del año 2015 se produjo la operación inicial de la Central Vuelta Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una. Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado Térmica, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

Conforme lo previsto en el Acuerdo 2008-2011 que dio origen y sustento al Proyecto de la Central Vuelta de Obligado, a partir de la Habilitación Comercial de las instalaciones, entraron en vigencia a) el Contrato de Abastecimiento ("PPA" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y CAMMESA), y b) el Contrato de Gerenciamiento de la Operación y Gestión del Mantenimiento ("COyM" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y la Sociedad Gerenciadora VOSA). Este hecho singular, marcó el comienzo de la devolución en 120 cuotas mensuales y consecutivas de las LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir) aportadas por los accionistas al momento de realizarse el proyecto. El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de diciembre de 2025, la subsidiaria de generación en Argentina, Enel Generación El Chocón S.A., ha cobrado 91 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2025 asciende a MUS$ 67.902, de los cuales US$ 29.095 se presentan en el corto plazo (MUS$ 95.624 al 31 de diciembre de 2024, de los cuales US$ 28.660 se presentan en el corto plazo). (Ver nota 9).

(ii) Edesur:

Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones

El 29 de diciembre de 2022, en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" y del "Régimen Especial de Créditos" establecidos por el artículo 87 de la Ley No 27.591, se celebró un acta acuerdo entre la Secretaría de Energía y el ENRE, por una parte, y Edesur, por la otra, de la que CAMMESA fue notificada en el mismo acto. Esta acta acuerdo contempló lo siguiente: (a) el reconocimiento por parte de Edesur de la deuda con CAMMESA y el MEM; (b) el reconocimiento de un crédito a Edesur por parte de la Secretaría de Energía, aplicable a la compensación parcial de la deuda reconocida, y (c) la determinación de un plan de pagos para la deuda del punto (a) luego de la compensación mencionada en (b), cuyo pago queda limitado al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del VAD.

El 25 de abril de 2023, la Secretaría de Energía emitió una nota dirigida a CAMMESA, mediante la cual le instruye realizar las gestiones necesarias para aplicar el acta acuerdo celebrada el 29 de diciembre de 2022 en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones", en lo concerniente a la implementación de un plan de pagos para la deuda remanente de Edesur con esa compañía, según los alcances del acuerdo mencionado. Lo anterior, sobre la base de la memoria de cálculo remitida por CAMMESA a la Secretaría de Energía el 18 de abril de 2023 y de la conformidad manifestada por Edesur el 20 de abril de 2023.

Respecto al "Acta Acuerdo Régimen Especial de Obligaciones" (artículo 87 de la Ley Nº 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2021), el 18 de mayo de 2023, con el alcance establecido en el acta acuerdo del 29 de diciembre de 2022, se implementó el plan de pagos con CAMMESA, que considera un plazo de 96 cuotas mensuales, una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el M.E.M. y un mecanismo de cancelación de cuotas mensuales escalonadas crecientes. La primera cuota se canceló el 25 de septiembre de 2023.

El pago se encuentra sujeto al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del Valor Agregado de Distribución (VAD) o Costo Propio de Distribución (CPD) durante el proceso de adecuación tarifaria de transición.

El monto de esta deuda, al 31 de diciembre de 2025, asciende a MARS 149.158.166 (MUS$ 102.758) (MARS 106.310.918 al 31 de diciembre de 2024 (MUS$ 103.114)). Asimismo, al 31 de diciembre de 2025 se reconoció una cuenta por pagar por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que ascendió a MARS 11.742.295 (MUS$ 8.089) (MARS 16.108.844 (MUS$ 15.624) al 31 de diciembre de 2024), ver nota 23.

El 18 de mayo de 2023, CAMMESA y Edesur celebraron un acuerdo de regularización de obligaciones por la deuda acumulada durante el período desde septiembre de 2022 hasta febrero de 2023. La deuda reconocida por Edesur asciende a MARS 23.898.004 (MUS$ 20.073), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado, netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos e intereses. La mencionada deuda fue convertida a megavatios hora (MWh) resultando una deuda consolidada de 5.175.420,24 MWh. El plan de pago establece que Edesur pagará en 96 cuotas iguales, mensuales y consecutivas. El monto mensual de las cuotas se determinará en pesos tomando los MWh totales divididos entre 96 cuotas por el precio de conversión aplicable en el mes correspondiente. El vencimiento de la primera cuota ocurrió el 25 de septiembre de 2023.

Con fecha 30 de junio de 2025, la Sociedad firmó, con la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación y con CAMMESA, el acta acuerdo relacionada con el "Régimen especial de deudas" establecido mediante el dictado del DNU No 186/2025 y la Disposición No 1/2025 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica. En función de este acuerdo, el saldo pendiente de la deuda mencionada en el párrafo anterior fue convertido a pesos calculados de acuerdo con el precio aplicable para el pago de la cuota con vencimiento en octubre de 2024, más el impuesto al valor agregado sobre la actualización resultante del precio medio. El nuevo plan de pagos se cancelará con la misma cantidad de cuotas remanentes a la fecha de la firma del nuevo acuerdo y devengará una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dicha tasa quedó determinada, inicialmente, en 19,80% y se recalculará semestralmente en junio y diciembre de cada año, siempre y cuando se produzca una variación del +/- 500 puntos básicos.
El valor de esta deuda, al 31 de diciembre de 2025, asciende a MARS 105.773.462 (MUS$ 72.869) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024).

Asimismo, se reconoció un pasivo por ingreso diferido por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que, a la fecha de los presentes estados financieros, asciende a MARS 23.278.932 (MUS$ 16.037) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024).

Mediante el acta acuerdo de fecha 30 de junio de 2025 mencionada más arriba, también se firmó la regularización de obligaciones por la deuda acumulada durante el período desde noviembre de 2023 hasta marzo de 2024. El acuerdo establece lo siguiente:

La deuda reconocida por Edesur al 25 de junio de 2025 asciende a MMARS$134.978 (MUS$92.989), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos y se reconocen intereses al 50%.
Edesur se compromete al pago de la deuda en 72 cuotas mensuales y consecutivas luego de 12 meses de gracia.
El vencimiento de la primera cuota será el 25 de junio de 2026.
La deuda devengará una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el MEM, determinada inicialmente en un 19,80% y que se recalculará semestralmente, en junio y diciembre de cada año, siempre y cuando se produzca una variación del +/- 500 puntos básicos.

El monto de esta deuda, al 31 de diciembre de 2025, asciende a MARS 117.207.815 (MUS$ 80.747) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024). Asimismo, se reconoció un pasivo por ingreso diferido por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que, a la fecha de los presentes estados financieros, asciende a MARS 30.153.692 (MUS$ 20.773) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024).

Con fecha 30 de junio de 2025, también se firmó una adenda al "Contrato de cesión de créditos en garantía" que se había firmado el 18 de mayo de 2023 en cumplimiento de lo previsto en la cláusula séptima del Acta Acuerdo del 29 de diciembre de 2022 y en la cláusula quinta del Acta Acuerdo por el Plan de Regularización de Deudas (Art. 89 de la Ley No 27.701 y Resolución SE No 56/2023). El objetivo de la adenda es ampliar el alcance de las obligaciones garantizadas con la cesión en garantía, incluyendo el pago de los planes de pago establecidos en el acta acuerdo del 30 de junio de 2025, así como el plazo de vigencia. En este sentido, el contrato de cesión se encontrará vigente durante 109 meses contados a partir del 18 de mayo de 2023.

Los efectos del acuerdo firmado el pasado 30 de junio de 2025, que incluyen la deuda del período septiembre 2022 a febrero 2023 y el nuevo acuerdo por la deuda del período noviembre 2023 a marzo 2024, impactaron en los resultados de la Sociedad de la siguiente manera: reconocimiento de Otros ingresos de explotación por MARS124.741.783 (MUS$85.937) (ver nota 27); menores "Costos financieros" por MARS34.526.370 (MUS$23.786), y su correspondiente impacto en la línea "Impuesto sobre sociedades".

Por último, el 7 de agosto de 2023, la Secretaría de Energía y Edesur suscribieron el "Acta acuerdo para la implementación de obras de corto y mediano plazo de Edesur S.A." sobre la base de la cual, con fecha 31 de agosto de 2023, CAMMESA y Edesur firmaron un tercer contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía para el financiamiento de las obras de alta tensión allí especificadas por un monto total de MARS 12.245.000 (MUS$8.436).

Este financiamiento será efectivizado a través de un anticipo equivalente al 60% del monto total y de un desembolso final equivalente al 40% restante. En este sentido, el anticipo se efectivizó mediante la compensación de MMARS 6.000 (MUS$ 4.134) de la facturación emitida por CAMMESA con vencimiento en agosto de 2023 más una transferencia de MMARS 1.347 (MUS$ 928) que la Sociedad recibió el 31 de agosto de 2023. El desembolso final, por su parte, será concretado dentro de los treinta días corridos posteriores a la finalización de las obras comprometidas, conforme lo establezca CAMMESA. Los montos podrán ser ajustados siempre y cuando CAMMESA reciba instrucción escrita por parte de la Secretaría de Energía en la que se consignen los ajustes, de acuerdo con la verificación y control previo del ENRE.

Respecto al repago de este financiamiento, el acta suscripta con la Secretaría de Energía establece que, oportunamente, el ENRE deberá contemplar los recursos necesarios en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en curso. Por su parte, la Secretaría de Energía establecerá los plazos y condiciones no antes de los ciento ochenta días desde la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios que surjan de la mencionada RTI y donde se otorgue expreso tratamiento a este financiamiento, considerando una tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

En garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas por Edesur bajo este contrato y del repago del financiamiento, la Sociedad cede y transfiere a favor de CAMMESA los créditos que, por cualquier concepto, tenga en el M.E.M. Dicha cesión en garantía se mantendrá vigente hasta la total cancelación del financiamiento.

Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de este mutuo asciende a 16.206.792 (MUS$ 11.165) (incluye intereses devengados a dicha fecha).

Situación económico-financiera

A pesar de la adecuación de tarifas resultante del proceso de Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT), aplicable a partir de mayo de 2025, la deuda contraída con CAMMESA y con los accionistas para financiar la operación de la Sociedad y suplir, de esta manera, el retraso de la actualización tarifaria en el pasado, ha llevado a que Edesur presente un capital de trabajo negativo de MARS 789.384.472 (MU$S 543.821) al 31 de diciembre de 2025. La Dirección de la compañía, en base a su análisis de flujos de efectivo proyectado, estima que Edesur mantiene la capacidad financiera suficiente para hacer frente a las obligaciones al 31 de diciembre de 2025 y las posteriores a esa fecha. Los supuestos claves utilizados en la proyección de flujos de efectivo se relacionan con variables operativas como demanda de energía eléctrica, tarifas/subsidios, costos, cobrabilidad, renegociación de deudas y supuestos macroeconómicos, como las tasas de inflación, de cambio y de interés, y consideran los probables resultados de las renegociaciones con las autoridades.

b) Brasil

(i) Eventos climáticos y planes de recuperación

Enel Distribución Río

En la noche del 18 de noviembre de 2023, el área de concesión de nuestra subsidiaria Enel Distribución Río fue afectada por un evento climático atípico, con lluvia, fuertes ráfagas de viento y descargas eléctricas, lo que provocó daños severos en varias ciudades fluminenses de Janeiro e interrumpió también el suministro de energía. Este evento climático afectó casi todo el estado de Río de Janeiro y, por lo tanto, impactó gravemente diversos puntos de las redes aéreas de los municipios dentro del área de concesión de Enel Distribución Río, lo que exigió una actuación inmediata y de carácter de urgente por parte de la concesionaria.

En septiembre de 2024, Enel Distribución Río presentó un plan estructurado de acciones destinado a reforzar la resiliencia de su red eléctrica para enfrentar los crecientes desafíos climáticos. Las medidas, que comenzaron a implementarse de inmediato, tienen como objetivo satisfacer las necesidades de suministro de energía de los consumidores.

Entre las iniciativas presentadas por Enel Distribución Río, además del refuerzo significativo de los equipos de profesionales propios que actúan en terreno, se destacó la intensificación de los mantenimientos preventivos, el aumento del número de podas preventivas y la modernización de la red eléctrica.

Enel Distribución Sao Paulo

En los últimos años, el área de concesión de nuestra subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo ha enfrentado eventos climáticos severos, con tormentas acompañadas de vientos de gran magnitud, que causaron daños graves a la red de distribución de nuestra subsidiaria, principalmente debido a la caída de árboles de gran porte, ramas y objetos arrojados sobre la red. Esto impactó de manera extensa el sistema de distribución de Enel Distribución Sao Paulo, provocando la caída de postes y daños significativos en conductores, seccionadores, reconectadores y transformadores.

En abril de 2024, Enel Distribución Sao Paulo inició un plan estructurado de acciones orientado a fortalecer la resiliencia de su red eléctrica para enfrentar los crecientes desafíos climáticos. Las medidas, que comenzaron a implementarse de inmediato por nuestra subsidiaria, tienen como objetivo atender las necesidades de suministro de energía de los consumidores.

Entre las iniciativas presentadas, además del refuerzo significativo de los equipos de profesionales que trabajan en terreno, se destacaron la intensificación del mantenimiento preventivo, el aumento del número de podas preventivas y la modernización de la red eléctrica. Las principales acciones presentadas por Enel Distribución Sao Paulo son: aumento de su personal propio, inversiones en infraestructura, nuevos protocolos de actuación en caso de contingencias y poda de árboles.

Ante esta situación, Enel Distribución Sao Paulo ha venido fortaleciendo continuamente su infraestructura y los protocolos de respuesta a emergencias, buscando mitigar los impactos causados por eventos climáticos adversos. Reforzamos que, a pesar de la gravedad del evento, mantenemos plena capacidad para asegurar la continuidad operativa. Para ello, hemos implementado nuevas medidas con el objetivo de sostener y mejorar nuestro desempeño operativo, incluyendo la mejora de indicadores como el tiempo promedio de atención al cliente.

Enel Distribución Sao Paulo cumple plenamente con todas sus obligaciones contractuales y regulatorias. Toda la información solicitada por la ANEEL está siendo proporcionada de manera oportuna, junto con las aclaraciones necesarias entregadas por nuestra subsidiaria

(ii) Renovación de contratos de concesión

El 21 de junio de 2024 se publicó el Decreto 12.068/2024, que establece las directrices para la prórroga de las concesiones de distribución eléctrica que vencen entre 2025 y 2031. Dicho decreto definió los criterios de elegibilidad para la prórroga del contrato, además de establecer lineamientos para el nuevo contrato de concesión.

El 25 de febrero de 2025, la ANEEL aprobó el borrador del contrato de concesión, formalizada mediante Orden nº 517/2025. De esta forma, el 28 de marzo de 2025 el Grupo presentó formalmente ante el regulador la solicitud de anticipación de la prórroga de sus concesiones de distribución eléctrica por un plazo de 30 años, conforme lo dispuesto en el Decreto 12.068/2024. El proceso de prórroga de la concesión se encuentra en tramitación ante la ANEEL, conforme la normativa vigente:

Enel Distribución Río: el 19 de agosto de 2025, el Consejo Colegiado de ANEEL decidió recomendar al Ministerio de Minería y Energía (MME) la renovación de la concesión (según la decisión de ANEEL, la empresa cumplió con los criterios establecidos en el Decreto nº 12.068/2024). El proceso está actualmente pendiente de finalización por parte de la MME.

Enel Distribución Ceará: El 28 de marzo de 2025, nuestra subsidiaria envió el Plan de Resultados en cumplimiento del inciso II del art. 11 del Decreto 12.068/2024. El 8 de octubre de 2025, el MME, mediante orden del Ministerial, aprobó dicho Plan presentado por la Enel Distribución Ceará.

El 9 de diciembre de 2025, el proceso de prórroga fue incluido para deliberación por la del Consejo Colegiado de ANEEL ocasión en que hubo una solicitud por parte del Director Gentil Nogueira Sá, con el fin de realizar análisis adicionales respecto a eventuales ajustes al borrador del contrato de concesión como resultado del Plan de Resultados presentado Enel Distribución Ceará.

El 19 de enero de 2026, nuestra subsidiara envió a la ANEEL una carta solicitando un análisis complementario sobre el requerimiento de anticipación de los efectos de la prórroga. La motivación central del pedido deriva de lo dispuesto en los §§ 5° y 7° del art. 2° del Decreto N° 12.068/2024, que establece que el período de verificación de los criterios de eficiencia "estará compuesto por los cinco años anteriores al de la recomendación de prórroga". Así, como la recomendación de la ANEEL no ocurrió en 2025, el Grupo sostiene que el período de verificación debe ajustarse al quinquenio 2021 a 2025 (y no al período previo de 2020 a 2024). El objetivo es incorporar la evaluación de los datos más recientes, mediante los cuales se demuestra que Enel Distribución Ceará cumple íntegramente con los criterios de eficiencia establecidos en el art. 2° del Decreto.

Además, el 2 de febrero de 2026, Enel Distribución Ceará presentó ante el MME el informe final del Plan de Resultados, demostrando que, al cierre de 2025, se cumplió con el Plan, con evidencia objetiva de mejora sostenible en la continuidad del suministro, robustez operacional y gobernanza. El proceso de prórroga continúa en análisis en el ámbito de la ANEEL.

Enel Distribución Sao Paulo: El proceso de renovación de la concesión se encuentra actualmente pendiente ante la ANEEL, de acuerdo con la normativa aplicable.

El 23 de septiembre de 2025, las áreas técnicas de la ANEEL emitieron la Nota Técnica Conjunta nº 44/2025-SCE-SFF-SFT-STR/ANEEL, con el objetivo de presentar el análisis de la solicitud de Enel Distribución Sao Paulo para prorrogar la concesión y anticipar los efectos de dicha prórroga, conforme al Decreto nº 12.068/2024 y a la Ley nº 9.074/1995. En dicha Nota Técnica, las Superintendencias de la ANEEL certificaron que Enel Distribución Sao Paulo presentó la solicitud de forma oportuna y en conformidad con el procedimiento establecido. Se analizaron los documentos y certificaciones requeridos, concluyéndose que se cumplían los requisitos formales y de habilitación establecidos en el Decreto para la prórroga de la concesión, con la anticipación de sus efectos, estando la concesionaria apta para celebrar el Término Aditivo.

El 6 de agosto de 2025, el Municipio de São Paulo presentó una acción judicial contra Enel Distribución Sao Paulo, la ANEEL y la Unión Federal, solicitando una medida cautelar para suspender el proceso de renovación de la concesión de nuestra subsidiaria, alegando la mala calidad de los servicios prestados y la necesidad de cumplir criterios y análisis específicos para la renovación de la concesión.

El 9 de octubre de 2025, el juez concedió una medida cautelar, actualmente vigente, que suspende el proceso administrativo de prórroga anticipada del contrato de concesión de Enel Distribución Sao Paulo (hasta que se emita una decisión definitiva sobre la Notificación de Intimación de ANEEL nº 0049/2024-SFT) y, posteriormente, determina que la ANEEL y la Unión evalúen criterios y análisis adicionales sobre la renovación de la concesión de la Enel Distribución Sao Paulo. Se interpusieron recursos contra la medida cautelar por parte de la Enel Distribución Sao PAulo, la Unión Federal y la ANEEL, entre octubre y noviembre de 2025, los cuales se encuentran pendientes de juicio (ver nota 35.3.50).

(iii) Fiscalización técnica de ANEEL

Enel Distribución Río

El 15 de abril de 2024, la ANEEL emitió el Auto de Infracción (AI) Nº 06/2024 ("AI), como resultado de supuestas infracciones relacionadas con el evento climático ocurrido en noviembre de 2023. El 25 de abril de 2024, la Compañía interpuso un recurso ante la ANEEL, cumpliendo el plazo establecido por el regulador en contra de la aplicación del referido AI. El 14 de noviembre de 2024, el mencionado AI fue judicializado. También relacionado con el evento climático, se identificó la apertura de procedimientos administrativos y la interposición de varias demandas individuales y colectivas (ver nota 35.3.21).

Enel Distribución Sao Paulo

En febrero de 2024, la ANEEL emitió el Auto de Infracción Nº 02/2024 ("AI"). El procedimiento administrativo trata de la fiscalización realizada por la ANEEL para verificar el desempeño de Enel Distribución Sao Paulo frente al evento climático ocurrido el 3 de noviembre de 2023, respecto de la diligencia y los esfuerzos realizados para restablecer el suministro de energía a las unidades consumidoras en el área de concesión de nuestra subsidiaria (ver nota 35.3.45).

Asimismo, relacionado con el evento climático, se identificó la interposición de demandas individuales y colectivas (ver notas 35.3.43, 35.3.46 y 35.3.51).

El 21 de octubre de 2024, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación de Intimación Nº 0049/2024-SFT ("TI"), emitido por la Superintendencia de fiscalización técnica de la ANEEL, relacionado al evento climático del día 11 de octubre de 2024, con el fin de manifestarse sobre el "Informe de Fallas y Transgresiones". En noviembre de 2024, nuestra subsidiaria presentó su respuesta y, aunque entiende que, según la regulación vigente, no existen fundamentos para la emisión del TI conforme la regulación vigente, subsidiariamente Enel Distribución Sao Paulo presentó un Plan de Recuperación para cumplir con los plazos y los requisitos técnicos indicados.

Durante el plazo del Plan de Recuperación, Enel Distribución Sao Paulo presentó resultados satisfactorios, reconocidos por el área técnica de la ANEEL, que recomendó extender el plan hasta marzo de 2026 (fin de período húmedo), con el objetivo de evaluar el desempeño y la consolidación de las acciones estructurales implementadas por nuestra subsidiaria.

Como resultado de la deliberación pública realizada por el Consejo de la ANEEL el 4 de noviembre de 2025 - en la 38ª Reunión Pública Ordinaria de 2025 - y tras el debate entre los miembros del Consejo, el Director Gentil Nogueira Sá solicitó un revisión del proceso, razón por la cual el tema continúa en análisis dentro de la ANEEL.

Enel Distribución Sao Paulo ha estado proporcionando toda la información solicitada por los equipos de fiscalización técnica de la ANEEL, incluyendo aquella relacionada con el evento iniciado el día 10 de diciembre de 2025, en el que el área de concesión de nuestra subsidiaria fue severamente afectada por un evento climático extremo, atípico y sin precedentes, caracterizado por vientos intensos y, sobre todo, por su duración extensa y excepcionalmente prolongada, lo que impactó gravemente la red eléctrica y su correspondiente restablecimiento.

El 11 de febrero de 2026, el área de fiscalización de la ANEEL emitió una Nota Técnica con la evaluación de la actuación de Enel Distribución Sao Paulo en la atención de las emergencias derivadas del evento climático de diciembre de 2025. En respuesta, Enel Distribución Sao Paulo enviará a la ANEEL sus contraargumentos e información complementaria.

36. Dotación

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente, era la siguiente:

País	al 31.12.2025	Promedio	al 31.12.2024	Promedio
Argentina	3.593	3.613	3.709	3.581
Brasil	11.037	9.922	9.284	8.500
Colombia	2.166	2.191	2.233	2.244
Costa Rica	29	29	29	31
Chile	16	17	17	19
Guatemala	78	83	87	89
Panamá	74	76	80	89
Perú	40	45	45	510
Total	**17.033**	**15.976**	**15.484**	**15.063**

37. Sanciones

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

1. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.).

- A la fecha, se encuentra pendiente de resolución una multa ante la denegación de autorización de las algunas compensaciones de créditos de tributos federales, y también el pago en retraso. Por el mismo motivo existen otras multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto involucrado es de MBRL113.331 (MUS$20.682).

2. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará).

- El 25 de abril de 2024, se recibió una sanción administrativa por cortes de energía eléctrica en varios municipios de Ceará durante la víspera de año nuevo por MBRL9.935 (MUS$1.813). La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 6 de agosto de 2024, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, aplicándose una multa de MBRL28.550 (MUS$5.210). La compañía interpuso recurso administrativo contra la sanción impuesta y actualmente se encuentra a la espera de análisis de parte del Regulador.

- En noviembre de 2024, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL por el valor de MBRL10.289 (MUS$1.878), relativa al tratamiento adoptado en las solicitudes de obras, enviadas por medio de cartas de la Secretaría de Infraestructura de Ceará. La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 16 de diciembre de 2024, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL en relación con el cumplimiento de los plazos para atender las solicitudes de conexión de micro y mini generación distribuida, imponiendo una multa de MBRL19.394 (MUS$3.539). La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 25 de abril de 2025, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL por no atender una solicitud de servicios dentro de los plazos y condiciones establecidos en la legislación o en el contrato, imponiendo una multa de MBRL28.799 (MUS$5.255). La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 27 de junio de 2025, la Defensa del Consumidor El Ministerio Público Estatal impuso una sanción administrativa a Enel Ceará por MBRL16.762 (MUS$3.059), alegando que la concesionaria retenía el 10% del valor de las donaciones realizadas por los clientes a instituciones filantrópicas, a través de su factura de energía, sin previo aviso, además de cobrar una tasa adicional de BRL 13,95 sobre dichos importes, y no ofrecer alternativas a los clientes cuando solicitaban la no realización de estas donaciones. La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución de resolución.

- El 5 de diciembre de 2025, la empresa recibió una multa por parte de la Agencia Reguladora de los Servicios Delegados del Estado de Ceará (ARCE) y de la Superintendencia de Fiscalización Técnica de Servicios de Energía Eléctrica de la ANEEL, ARCE-SFT ANEELl, por realizar lecturas y facturar infringiendo las disposiciones legales, presentar información divergente y no proporcionar la información solicitada, lo que resultó en una multa de MBRL 19.954 (MUS$3.641). Se ha presentado un recurso administrativo, el que se encuentra pendiente de resolución.

3. Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo).

- El 3 de abril de 2024, la empresa recibió una multa de MBRL12.915 (MU$ 2.357) de la Fundación de Protección y Defensa al Consumidor PROCON SP. Esto debido a las siguientes consideraciones; (i) 30 reclamaciones individuales de consumidores; (ii) interrupciones del suministro eléctrico durante el periodo de los fenómenos meteorológicos; (iii) las interrupciones del suministro eléctrico del 15 al 19 de marzo de 2024. Enel interpuso un recurso administrativo, el cual se encuentra pendiente.

- El 4 de noviembre de 2024 se recibió una multa de la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor PROCON SP debido al evento meteorológico ocurrido en octubre de 2024, por considerar que la compañía no prestó los servicios de los que es responsable de forma adecuada, eficiente y segura y, por lo tanto, infringiendo el Código de Protección y Defensa del Consumidor. Como resultado, se impuso una multa de MBRL13.321 (MUS$ 2.431). A diciembre de 2025 se interpuso una acción de anulación la cual se encuentra pendiente de resolución.

- A la fecha, se encuentra pendiente de resolución la multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales, con un monto total involucrado de MBRL7.783 (MUS$ 1.420).

- El 8 de octubre de 2025 la empresa recibió una multa de parte de la Agencia Reguladora de Servicios Públicos do Estado de Sao Paulo (ARSESP) y la Superintendencia de Fiscalización Técnica de Servicios de Energía Eléctrica de la ANEEL, por cobrar tarifas superiores a las establecidas, realizar lecturas y facturar infringiendo las disposiciones legales, presentar información divergente y no proporcionar la información solicitada. Se aplicó una multa de MBRL 83.799 (MUS$ 15.292). Se presentó un recurso administrativo, el que se encuentra pendiente de resolución.

- El 22 de diciembre de 2025 se recibió una multa impuesta por la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor PROCON SP por un valor de MBRL 14.030 (MUS$ 2.560), debido al retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico tras el fenómeno meteorológico ocurrido el 10 de diciembre de 2025. A la fecha de este informe la compañía está evaluando acciones futuras.

- El 15 de diciembre de 2025 se recibió una multa impuesta de la Coordinación de Protección al Consumidor PROCON PAULISTANO por un importe de MBRL14.268 (MUS$ 2.604), debido al retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico tras el fenómeno meteorológico ocurrido el 10 de diciembre de 2025. El 5 de enero de 2026, La compañia presentó una defensa administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.

4. Subsidiarias Renovables en Brasil

- Desde el 26 de noviembre al 23 de diciembre de 2024, diversas Subsidiarias Renovables de Brasil recibieron avisos de infracción para 67 centrales eléctricas tras el apagón nacional ocurrido en agosto de 2023. El Operador Nacional del Sistema Eléctrico y la ANEEL afirman que el rendimiento diferente de los modelos matemáticos de los parques eólicos y solares de todo Brasil, no solo Enel, contribuyeron al apagón, sancionando a dichas centrales. Enel interpuso un recurso administrativo solicitando la anulación total de las no conformidades encontradas con base en las justificaciones presentadas por el equipo técnico. La multa involucrada es de MBRL28.330 (MUS$ 5.170).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo no ha constituido provisiones al 31 de diciembre de 2025 (ver nota 24). Existen otras sanciones que tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

38. Medio ambiente

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2025						al 31.12.2024
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	1.715	1.715	-	1.124	-	2.839	74.940
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	60	-	60	-	-	60	349
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1.419	1.419	-	1.730	31/12/2027	3.149	5.077
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	1.387	1.387	-	2.660	31/12/2028	4.047	702
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	216	-	216	-		216	150
		Total		**4.797**	**4.521**	**276**	**5.514**	**-**	**10.311**	**81.218**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2024					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	73.934	73.934	-	1.006	31/12/2026	74.940
	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	En proceso	349	-	349	-	-	349
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1.145	1.145	-	3.932	31/12/2027	5.077
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	334	334	-	368	31/12/2024	702
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	Terminado	150	-	150	-	-	150
		Total		**75.912**	**75.413**	**499**	**5.306**	**-**	**81.218**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2023					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	203	203	-	4.095	31/12/2026	4.298
	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	En proceso	347	-	347	-	-	347
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1.596	1.596	-	4.100	31/12/2027	5.696
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	69	69	-	142	31/12/2023	211
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	En proceso	52	-	52	-	-	52
		Total		**2.267**	**1.868**	**399**	**8.337**	-	**10.604**

39. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, preparada de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 31.12.2025																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	25.972	359.110	385.082	4.292	-	380.790	385.082	-	-	-	(3.266)	(3.342)	1.062	(2.140)	1.731	(409)	(118.200)	(118.609)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	41.137	57.166	98.303	18.955	18.066	61.282	98.303	44.223	(4.233)	39.990	30.356	29.609	11.312	40.921	(16.070)	24.851	(17.545)	7.306
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	369.155	2.531.166	2.900.321	906.530	777.366	1.216.425	2.900.321	1.497.444	(962.019)	535.425	198.788	(35.956)	(6.095)	(42.021)	61.021	19.000	(369.967)	(350.967)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	36.898	497	37.395	36.929	78	388	37.395	70	(2)	68	(441)	(609)	(57)	(665)	-	(665)	(345)	(1.010)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	197.165	591.530	788.695	25.437	18.066	745.192	788.695	44.223	(4.233)	39.990	27.064	26.242	17.014	51.285	(14.500)	36.785	(218.326)	(181.541)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	575.846	5.472.204	6.048.050	912.413	680.481	4.455.156	6.048.050	1.072.876	(407.500)	665.376	552.284	363.362	(66.217)	297.316	(57.526)	239.790	1.245.090	1.484.880
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	52.756	77.518	130.274	27.507	9.060	93.707	130.274	134.687	(63.850)	70.837	58.877	47.971	3.422	51.393	(16.464)	34.929	11.574	46.503
EGP Volta Grande	Individual	25.138	295.143	320.281	47.462	94.322	178.497	320.281	72.770	(14.711)	58.059	53.356	52.712	(7.393)	45.319	(15.469)	29.850	20.208	50.058
Enel Cien S.A.	Individual	47.414	210.547	257.961	75.184	318	182.459	257.961	29	-	29	(409)	(409)	25.549	25.139	(8.447)	16.692	19.401	36.093
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	729.781	2.354.877	3.084.658	1.142.929	910.147	1.031.582	3.084.658	1.667.126	(1.097.921)	569.205	388.198	245.861	(173.022)	72.839	(2.489)	70.350	110.690	181.040
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	952.496	3.032.681	3.985.177	1.316.514	850.838	1.817.825	3.985.177	1.773.000	(1.205.007)	567.993	390.075	152.123	(171.809)	(19.022)	17.210	(1.812)	154.664	152.852
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	69.685	167.155	236.840	80.886	35.828	120.126	236.840	51.131	(25.541)	25.590	7.613	(11.836)	1.211	(10.626)	522	(10.104)	14.561	4.457
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.542.579	5.063.683	6.606.262	1.897.126	2.725.902	1.983.234	6.606.262	4.031.463	(2.779.048)	1.252.415	879.889	513.797	(309.253)	204.544	(48.905)	155.639	364.921	520.560
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.417.698	17.267.924	21.685.622	4.669.903	4.839.078	12.176.641	21.685.622	8.924.552	(5.759.175)	3.165.377	2.247.900	1.215.615	(490.823)	725.267	(185.159)	540.108	1.479.805	2.019.913
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	829.382	6.957.836	7.787.218	1.229.418	2.807.766	3.750.034	7.787.218	3.612.073	(1.675.628)	1.936.445	1.590.745	1.344.295	(296.574)	1.083.007	(361.712)	721.295	501.084	1.222.379
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	6.190	1.979	8.169	3.838	577	3.754	8.169	33.279	(29.767)	3.512	1.680	1.477	(74)	1.405	(528)	877	463	1.340
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	55.730	173.173	228.903	13.940	724	214.239	228.903	4.137	-	4.137	888	359	1.220	1.578	(1.034)	544	-	544
PH Chucas S.A.	Individual	10.482	69.428	79.910	96.145	16.800	(33.035)	79.910	16.891	(73)	16.818	12.573	6.789	(6.589)	199	-	199	-	199
Enel Guatemala S.A.	Individual	12.403	5.035	17.438	11.199	1.934	4.305	17.438	82.844	(70.163)	12.681	5.272	3.742	(317)	3.580	(1.011)	2.569	-	2.569
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	57.614	54.860	112.474	34.269	12.336	65.869	112.474	19.074	(2.014)	17.060	12.364	10.297	(63)	10.287	(1.369)	8.918	-	8.918
Generadora Montecristo S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	702	(41)	661	387	51	413	464	(49)	415	-	415
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	45.607	277.002	322.609	2.674	-	319.935	322.609	33.765	(4.944)	28.821	21.030	9.314	(5)	9.341	(2.376)	6.965	-	6.965
Enel Panamá Cam S.R.L.	Individual	85.675	202.483	288.158	44.044	98	244.016	288.158	5.296	-	5.296	1.184	(919)	1.208	26.359	(2.560)	23.799	-	23.799
Enel Renovable S.R.L.	Individual	9.782	137.140	146.922	88.408	13.783	44.731	146.922	19.385	(1.330)	18.055	14.363	8.004	(4.575)	3.429	(1.008)	2.421	-	2.421
Enel Fortuna S.A.	Individual	166.340	447.273	613.613	49.906	79.100	484.607	613.613	210.903	(66.505)	144.398	129.056	109.397	(182)	109.279	(33.589)	75.690	-	75.690
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.029.132	7.363.886	8.393.018	1.321.128	2.932.934	4.138.956	8.393.018	3.967.034	(1.787.158)	2.179.876	1.794.278	1.491.671	(304.883)	1.186.991	(405.268)	781.723	407.711	1.189.434
Enel Perú S.A.C.	Individual	84.714	62.735	147.449	15.161	-	132.288	147.449	179	-	179	(13.246)	(13.246)	2.819	3.382	3.716	7.098	13.517	20.615
Enel Generación Piura S.A.	Individual	43.335	154.427	197.762	83.124	33.203	81.435	197.762	72.788	(29.897)	42.891	32.793	23.210	367	23.577	(7.573)	16.004	7.815	23.819
Grupo Enel Perú	Consolidado	128.050	160.763	288.813	98.286	33.203	157.324	288.813	72.967	(29.897)	43.070	19.548	9.965	3.186	13.069	(3.856)	9.213	16.089	25.302

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 31.12.2024																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	22.909	388.620	411.529	3.552	-	407.977	411.529	-	-	-	(1.628)	(1.709)	(7.095)	(7.869)	(4.778)	(12.647)	(53.158)	(65.805)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	80.298	78.836	159.134	49.212	14.324	95.598	159.134	46.954	(4.697)	42.257	18.741	16.755	(78.662)	(61.908)	21.540	(40.368)	(11.601)	(51.969)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	344.579	2.661.286	3.005.865	808.949	916.455	1.280.461	3.005.865	1.355.148	(947.985)	407.163	29.586	(177.730)	60.819	(116.928)	57.215	(59.713)	(167.202)	(226.915)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.584	673	13.257	11.957	110	1.190	13.257	316	(6)	310	158	(79)	(88)	338	-	338	(36)	302
Grupo Enel Argentina	Consolidado	172.562	643.073	815.635	31.877	14.324	769.434	815.635	46.954	(4.697)	42.257	17.088	15.022	(84.431)	(94.769)	22.373	(72.396)	(101.881)	(174.277)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	514.490	4.891.603	5.406.093	633.798	871.940	3.900.355	5.406.093	902.230	(283.510)	618.720	585.623	408.549	(63.843)	344.970	(47.859)	297.111	(2.419.201)	(2.122.090)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	52.701	74.044	126.745	33.391	9.945	83.409	126.745	166.564	(105.576)	60.988	52.416	39.458	724	40.182	(18.290)	21.892	(20.531)	1.361
EGP Volta Grande	Individual	16.633	261.286	277.919	30.674	95.860	151.385	277.919	71.511	(14.040)	57.471	54.594	53.816	(9.440)	44.376	(12.604)	31.772	(38.227)	(6.455)
Enel Cien S.A.	Individual	157.034	56.818	213.852	64.021	330	149.501	213.852	2.567	(42)	2.525	1.261	699	19.617	20.316	(7.094)	13.222	(40.760)	(27.538)
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	597.037	1.786.568	2.383.605	930.299	583.239	870.067	2.383.605	1.579.297	(1.043.774)	535.523	380.317	227.658	(136.905)	90.753	(4.558)	86.195	(213.909)	(127.714)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	767.954	2.448.627	3.216.581	1.093.959	717.696	1.404.926	3.216.581	1.646.213	(1.089.859)	556.354	387.150	178.082	(163.636)	14.446	108.141	122.587	(301.412)	(178.825)
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	69.806	148.643	218.449	96.251	6.471	115.726	218.448	65.248	(42.198)	23.050	3.708	(54.890)	2.185	(52.128)	6.368	(45.760)	(33.428)	(79.188)
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.187.707	4.282.908	5.470.615	1.686.271	2.323.428	1.460.916	5.470.615	3.833.888	(2.618.748)	1.215.140	878.655	582.772	(301.964)	280.807	(98.078)	182.729	(290.351)	(107.622)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	3.506.658	14.626.056	18.132.714	3.524.875	4.243.678	10.364.161	18.132.714	8.315.854	(5.207.147)	3.108.707	2.231.589	1.262.785	(604.520)	658.114	(104.380)	553.734	(2.502.392)	(1.948.658)
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	870.530	5.441.652	6.312.182	1.090.368	2.188.613	3.033.201	6.312.182	3.827.127	(2.239.613)	1.587.514	1.303.607	1.008.995	(242.573)	810.769	(274.717)	536.052	(394.538)	141.514
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	4.677	2.128	6.805	4.393	-	2.412	6.805	30.288	(28.759)	1.529	104	(47)	(139)	(186)	32	(154)	(339)	(493)
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	50.619	173.204	223.823	9.638	491	213.694	223.823	4.018	-	4.018	606	172	1.485	1.657	(534)	1.123	-	1.123
PH Chucas S.A.	Individual	8.728	78.862	87.590	95.624	25.200	(33.234)	87.590	16.997	(75)	16.922	12.668	6.904	(4.553)	2.351	-	2.351	-	2.351
Enel Guatemala S.A.	Individual	12.280	4.303	16.583	13.478	1.370	1.735	16.583	64.012	(55.005)	9.007	1.427	399	(117)	369	(254)	115	-	115
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	14.085	35.123	49.208	2.171	3.038	43.999	49.208	20.297	(3.318)	16.979	13.565	12.187	(203)	11.984	(1.440)	10.544	-	10.544
Generadora Montecristo S.A.	Individual	50.305	19.576	69.881	37.973	9.371	22.537	69.881	2.478	-	2.478	1.470	627	998	1.639	(210)	1.429	-	1.429
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	50.912	289.715	340.627	2.626	31	337.970	340.627	34.817	(7.848)	26.969	19.581	(758)	28	(660)	(2.486)	(3.146)	-	(3.146)
Enel Panamá Cam S.R.L.	Individual	89.535	207.260	296.795	57.298	19.221	220.276	296.795	5.625	-	5.625	994	(959)	700	10.220	(1.174)	9.046	-	9.046
Enel Renovable S.R.L.	Individual	7.660	90.093	97.753	50.837	14.635	32.281	97.753	13.888	(1.381)	12.507	10.349	5.790	(3.352)	2.438	(984)	1.454	-	1.454
Enel Fortuna S.A.	Individual	149.989	460.902	610.891	63.053	86.772	461.066	610.891	219.729	(105.564)	114.165	100.229	80.529	(2.733)	77.796	(23.764)	54.032	-	54.032
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.044.383	5.988.906	7.033.289	1.201.166	2.348.302	3.483.821	7.033.289	4.185.798	(2.387.345)	1.798.453	1.477.346	1.121.735	(252.458)	869.292	(307.650)	561.642	(314.252)	247.390
Enel Perú S.A.C.	Individual	752.536	2.804	755.340	643.667	-	111.673	755.340	-	-	-	(707)	(707)	14.191	3.094.356	(643.099)	2.451.257	(9.643)	2.441.614
Enel Generación Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	228.798	(78.258)	150.540	123.177	105.506	(7.022)	104.056	(31.157)	72.899	(12.742)	60.157
Chinango S.A.C.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	27.424	(2.154)	25.270	23.458	23.451	154	23.605	(7.008)	16.597	(1.458)	15.139
Enel Generación Piura S.A.	Individual	39.346	155.433	194.779	82.709	30.856	81.214	194.779	78.888	(29.637)	49.251	39.037	32.748	(4.551)	28.198	(7.925)	20.273	(1.137)	19.136
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	466.815	(312.246)	154.569	122.398	116.908	(11.012)	106.061	(32.681)	73.380	(13.683)	59.697
Grupo Enel Perú	Consolidado	897.269	2.091	899.360	757.233	-	142.127	899.360	721.696	(336.850)	384.846	314.603	285.070	(8.279)	3.277.060	(734.814)	2.542.246	(20.791)	2.521.455

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 31.12.2023																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	10.101	236.294	246.395	81	-	246.314	246.395	-	(295)	(295)	(3.621)	(3.668)	24.428	20.407	6.810	27.217	(237.054)	(209.837)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	4.410	(169)	4.241	2.479	989	741	1.730	(1.810)	(80)	(126.777)	(126.857)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	50.926	103.082	154.008	25.906	31.587	96.515	154.008	31.603	(3.355)	28.248	19.920	7.938	23.975	29.559	(7.134)	22.425	(145.801)	(123.376)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	128.982	1.535.401	1.664.383	324.418	556.297	783.668	1.664.383	622.825	(481.153)	141.672	(54.158)	(137.912)	229.554	91.739	25.695	117.434	(768.786)	(651.352)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	13.087	685	13.772	13.603	-	169	13.772	500	(54)	446	(96)	(234)	(113)	(294)	(18)	(312)	(550)	(862)
Dock Sud S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	3.666	(139)	3.527	2.836	1.528	(5.617)	(4.089)	(1.769)	(5.858)	(217.456)	(223.314)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	102.143	448.918	551.061	26.948	31.587	492.526	551.061	36.013	(5.549)	30.464	17.040	3.520	55.441	107.810	(8.242)	99.568	(489.771)	(390.203)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	394.230	5.442.212	5.836.442	724.490	710.192	4.401.761	5.836.443	681.595	(162.733)	518.862	427.349	275.526	(30.888)	244.910	(47.440)	197.470	754.460	951.930
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	45.435	110.707	156.142	39.705	13.614	102.823	156.142	146.410	(82.170)	64.240	53.026	41.437	999	42.436	(12.642)	29.794	7.164	36.958
EGP Volta Grande	Individual	24.956	329.092	354.048	41.978	134.405	177.665	354.048	71.588	(11.564)	60.024	55.731	55.415	(10.350)	45.065	(12.881)	32.184	12.780	44.964
Enel Cien S.A.	Individual	246.349	16.257	262.606	28.870	557	233.179	262.606	17.549	(7)	17.542	14.086	13.458	20.935	141.368	(48.080)	93.288	14.050	107.338
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	746.512	2.045.048	2.791.560	1.072.334	814.184	905.042	2.791.560	1.738.752	(1.152.098)	586.654	391.391	248.100	(158.295)	89.952	(26.945)	63.007	67.864	130.871
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	763.620	2.979.507	3.743.127	1.686.525	939.044	1.117.558	3.743.127	1.579.413	(1.039.526)	539.887	336.670	136.387	(188.740)	(52.213)	15.295	(36.918)	87.927	51.009
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	115.174	186.420	301.594	95.113	39.082	167.399	301.594	78.501	(50.813)	27.688	6.640	1.054	696	1.750	(863)	887	4.560	5.447
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.623.682	5.292.301	6.915.983	1.883.509	3.733.440	1.299.035	6.915.984	3.871.472	(2.520.767)	1.350.705	1.009.218	674.153	(338.165)	335.990	(89.609)	246.381	3.951	250.332
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.568.894	17.759.634	22.328.528	4.848.760	6.695.485	10.784.283	22.328.528	8.354.093	(5.115.452)	3.238.641	2.284.268	1.426.190	(693.530)	814.073	(256.072)	558.001	691.015	1.249.016
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	1.255.482	5.751.144	7.006.626	1.560.248	2.138.653	3.307.725	7.006.626	3.540.581	(1.888.383)	1.652.198	1.427.661	1.074.244	(197.204)	952.175	(407.915)	544.260	610.791	1.155.051
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	45.904	173.558	219.462	6.349	542	212.571	219.462	4.863	-	4.863	643	246	1.026	1.275	(454)	821	-	821
PH Chucás S.A.	Individual	4.139	88.447	92.586	100.172	28.000	(35.586)	92.586	14.774	(9.430)	5.344	174	(5.439)	(68.643)	(74.082)	-	(74.082)	-	(74.082)
Enel Guatemala S.A.	Individual	10.327	4.507	14.834	11.554	1.659	1.621	14.834	63.617	(53.522)	10.095	2.403	1.662	(156)	1.644	(516)	1.128	-	1.128
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	11.383	35.099	46.482	1.971	3.056	41.455	46.482	18.185	(3.904)	14.281	10.701	9.408	(229)	9.180	(1.277)	7.903	-	7.903
Generadora Montecristo S.A.	Individual	62.216	20.115	82.331	46.873	9.349	26.109	82.331	3.382	(466)	2.916	1.922	1.137	869	2.006	(259)	1.747	-	1.747
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	54.642	310.221	364.863	3.747	-	361.116	364.863	33.686	(8.212)	25.474	18.130	9.235	112	9.347	(2.421)	6.926	-	6.926
Transmisora de Energia Renovable S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	2.596	(59)	2.537	1.571	983	8	999	(193)	806	-	806
Enel Green Power Panama S.R.L.	Individual	89.596	212.560	302.156	60.070	23.421	218.665	302.156	5.464	-	5.464	6	(1.641)	491	25.234	(2.755)	22.479	-	22.479
Enel Renovable S.R.L.	Individual	4.269	61.734	66.003	45.389	2.297	18.317	66.003	12.630	(1.318)	11.312	9.526	5.686	(3.248)	2.439	(841)	1.598	-	1.598
Enel Fortuna S.A.	Individual	124.523	475.478	600.001	69.401	102.633	427.967	600.001	207.548	(135.013)	72.535	57.519	37.785	(4.016)	33.770	(10.892)	22.878	-	22.878
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.408.816	6.274.330	7.683.146	1.698.007	2.320.385	3.664.754	7.683.146	3.870.387	(2.069.388)	1.800.999	1.528.906	1.129.379	(277.612)	856.874	(423.097)	433.777	489.812	923.589
Enel Perú S.A.C.	Individual	1.162.496	2.206	1.164.702	583	-	1.164.119	1.164.702	-	-	-	(176)	(176)	(634)	205.642	(52)	205.590	27.709	233.299
Enel Generación Perú S.A.	Individual	347.877	1.485.324	1.833.201	436.017	507.022	890.162	1.833.201	626.754	(249.681)	377.073	303.227	290.846	(14.706)	295.646	(87.048)	208.598	14.007	222.605
Chinango S.A.C.	Individual	16.273	135.065	151.338	9.774	34.056	107.508	151.338	70.204	(27.778)	42.426	35.998	34.424	328	34.756	(10.331)	24.425	3.081	27.506
Enel Generación Piura S.A.	Individual	29.750	155.800	185.550	76.427	30.323	78.800	185.550	100.911	(31.038)	69.873	58.984	56.583	(788)	55.795	(17.730)	38.065	1.581	39.646
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	228.989	1.600.483	1.829.472	524.011	368.117	937.344	1.829.472	1.118.770	(750.446)	368.324	276.885	250.129	(20.609)	229.563	(77.308)	152.255	24.445	176.700
Grupo Enel Perú	Consolidado	3.957.175	2.122	3.959.297	1.943.286	-	2.016.011	3.959.297	1.681.075	(826.877)	854.198	681.395	637.982	(36.908)	601.072	(194.265)	406.807	44.133	450.940
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	26.777	(2.406)	24.371	15.852	12.920	(5.783)	7.136	(20.292)	(13.156)	173	(12.983)

40.Hechos posteriores

Enel Generación Chocón S.A.

i. Con fecha 20 de agosto de 2025, el Ministerio de Economía de la Nación Argentina publicó la Resolución No 1200/2025, con el cual inició la venta de la totalidad del paquete accionario de las centrales hidroeléctricas del Comahue, entre ellas, el complejo hidroeléctrico El Chocón (centrales Chocón y Arroyito), y autorizó, para ello, el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional sin base. Aprobó, asimismo, el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos y subanexos, elaborado de acuerdo con las pautas formales y sustanciales fijadas en el artículo 8° del Decreto PEN No 718/2024 y sus modificatorios. El Grupo Enel Américas se presentó a dicho concurso.

Con fecha 28 de noviembre de 2025 el Estado Nacional Argentino dio a conocer los ganadores del proceso, resultando el grupo no adjudicada, Lo anterior implicó la entrega de los bienes concesionados, esto es el complejo hidroeléctrico El Chocón, al nuevo adjudicatario el día 9 de enero de 2026. No se generaron efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enel Américas producto de esta situación.

Ver más información en nota 3.a.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

ii. En audiencia realizada el 05 de febrero de 2026, la Procuraduría concluyó que el acuerdo entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y la UAESP no contiene una obligación clara, expresa y exigible en la medida que el monto involucrado aún se encuentra sujeto a la aprobación del primer acuerdo conciliatorio, el cual revocó parcialmente la resolución 173 de 2025 y que actualmente se encuentra pendiente de control judicial.

El 11 de febrero de 2026, Enel Colombia S.A. E.S.P., radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, contra las Resoluciones 237 y 463 de 2025 (ver nota 35.3.60).

Enel Distribución Ceará S.A.

iii. Con fecha 8 de enero de 2026, la compañía emitió notas comerciales inscritas, por un monto de MBRL 1.100.000 (MUS$200.739). La operación se materializó a tasa de interés CDI más un margen de 0,65% anual, con fecha de vencimiento 8 de mayo de 2026.

Entre el 1 de enero de 2026 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y los resultados presentados.

Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas

Este anexo forma parte de la nota 2.4 "Sociedades subsidiarias".

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Colombia S.A. E.S.P	Colombia	Peso colombiano	57,34%	-	57,34%	57,34%	-	57,34%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidación	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar III S.A.S. ESP (2)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Wind Autogeneración S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda. (2)	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A. (2)	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Panamá CAM S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Renovable S.R.L. (2)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A. (2)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A. (2)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucás S.A. (1)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	65,00%	65,00%
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (1)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	33,44%	33,44%
Extranjero	PH Rio Volcán S.A. (1)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	34,32%	34,32%
Extranjero	Enel Uruguay S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,89%	99,89%	-	99,82%	99,82%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

(1) Enel Américas, como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, posee una participación económica de control sobre las compañías PH Chucás S.A., PH Don Pedro S.A. y PH Volcán S.A. de 57,06%, 57,04% y 56,85%, respectivamente.

(2) Ver nota 2.4.1.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (2)	Brasil	Real brasileño	-	76,59%	76,59%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda13 S.A. (Enel Brasil Central S.A.)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Caxias do Sul S.A.	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel X Demand Response S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Ponta Grossa S.A.	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Luz de Macapá Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Caruaru Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Jaboatão Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Cataguases S.A.	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	60,00%	60,00%
Extranjero	Enel X Mobilidade Urbana S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Itanhaém S.A.	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	60,00%	60,00%
Extranjero	Luz de Alagoinhas S.A. (2)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Luz de Maringá S.A. (2)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alvorada Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Gonçalo 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperanca 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Parque Eolico Palmas Dos Ventos Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enelpower do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

(2) Ver nota 2.4.1

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 25 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela ACL 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 13 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 16 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Isamu Ikeda Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Primavera Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Socibe Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes Dos Ventos 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperanca 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos de Sao Roque Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Judas Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fotons de Santo Anchieta Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Micael 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Geronimo Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jade Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cerrado Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Brejolandia Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa III Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De Santo Orestes Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cabeca De Boi S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Salto Apiacás S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Damascena Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Manicoba Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina A Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina B Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina C Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina D Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina E Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapeu I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapeu II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Abraao Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Paranapanema S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Mário Energias Renováveis S/A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 31.12.2025								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	764	813.774	13	207.686	21.493	16.628	844.045	-	**1.904.403**
Otros activos financieros corrientes	578	100	-	21.587	-	9.992	126.701	-	**158.958**
Otros activos no financieros corrientes	6.681	11.367	-	29.677	35.197	19.377	386.144	-	**488.443**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	1.501	49.964	-	460.873	7.112	346.698	2.486.706	-	**3.352.854**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	431	4.163	8.151	97	-	361	4.355	-	**17.558**
Inventarios corrientes	-	17.351	456	105.281	8.895	46.594	357.906	-	**536.483**
Activos por impuestos corrientes	464	26.652	-	3.056	3.149	7.270	193.875	-	**234.466**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	2.659	-	-	-	-	**2.659**
Total Activo Corriente	**10.419**	**923.371**	**8.620**	**830.916**	**75.846**	**446.920**	**4.399.732**	**-**	**6.695.824**
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	83.493	-	13	-	18.134	5.799.217	-	**5.900.857**
Otros activos no financieros no corrientes	3.368	11.935	-	60.540	6.096	68	1.887.053	-	**1.969.060**
Cuentas por cobrar no corrientes	34	39.317	-	48.631	117	-	290.495	-	**378.594**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	2	-	-	**2**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	1.533	-	3.378	291	-	**5.202**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	152.939	-	148.482	2.554	125.517	2.666.021	-	**3.095.513**
Plusvalía	-	28.216	-	71.182	-	-	1.126.042	-	**1.225.440**
Propiedades, Planta y Equipo	604	779.351	-	5.960.283	147.997	2.389.159	5.336.852	-	**14.614.246**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.069	-	**7.069**
Activos por derecho de uso	-	14.563	-	71.711	-	17.631	240.354	-	**344.259**
Activos por impuestos diferidos	48.040	665	-	1.018	4.001	9.917	571.374	-	**635.015**
Total Activos No Corriente	**52.046**	**1.110.479**	**-**	**6.363.393**	**160.765**	**2.563.806**	**17.924.768**	**-**	**28.175.257**
Total Activos	**62.465**	**2.033.850**	**8.620**	**7.194.309**	**236.611**	**3.010.726**	**22.324.500**	**-**	**34.871.081**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 31.12.2024								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.132	1.660.488	26	201.930	564.284	12.360	635.865	-	**3.076.085**
Otros activos financieros corrientes	135	18	-	17.250	-	29.706	217.859	-	**264.968**
Otros activos no financieros corrientes	4.212	11.675	-	23.522	29.344	35.327	313.067	-	**417.147**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	874	39.425	-	440.660	23	301.829	1.893.155	-	**2.675.966**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	823	3.869	6.179	134	-	117	3.853	-	**14.975**
Inventarios corrientes	-	9.343	-	99.402	-	44.260	292.170	-	**445.175**
Activos por impuestos corrientes	9.379	17.690	-	34.144	66.620	14.643	136.563	-	**279.039**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	50.784	195.212	-	-	-	**245.996**
Total Activo Corriente	**16.555**	**1.742.508**	**6.205**	**867.826**	**855.483**	**438.242**	**3.492.532**	**-**	**7.419.351**
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	85.859	-	4.286	-	11.253	4.487.747	-	**4.589.145**
Otros activos no financieros no corrientes	4.801	14.740	-	52.749	-	123	1.564.899	-	**1.637.312**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	25	67.474	-	11.707	-	-	137.241	-	**216.447**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	3	-	-	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	9.760	-	3.311	444	-	**13.515**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	169.412	-	144.048	1.779	125.370	2.494.687	-	**2.935.296**
Plusvalía	-	28.216	-	61.038	-	-	998.791	-	**1.088.045**
Propiedades, Planta y Equipo	606	811.881	-	4.585.058	312	2.536.368	4.769.296	-	**12.703.521**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	6.224	-	**6.224**
Activos por derecho de uso	-	12.007	-	54.719	-	1.071	138.476	-	**206.273**
Activos por impuestos diferidos	42.860	2.561	-	1.398	-	11.861	610.525	-	**669.205**
Total Activos No Corriente	**48.292**	**1.192.150**	**-**	**4.924.763**	**2.091**	**2.689.360**	**15.208.330**	**-**	**24.064.986**
Total Activos	**64.847**	**2.934.658**	**6.205**	**5.792.589**	**857.574**	**3.127.602**	**18.700.862**	**-**	**31.484.337**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 31.12.2025								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	800.644	43.468	372.790	38.668	63.934	927.705	-	**2.247.210**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	3.332	-	9.153	1.412	783	58.319	-	**72.999**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22.524	65.219	846	655.721	4.846	659.332	2.653.360	104	**4.061.952**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	255.678	23.571	371.039	-	-	171	25.457	-	**675.916**
Otras provisiones corrientes	-	1	-	90.648	13.562	31.779	78.531	-	**214.521**
Pasivos por impuestos corrientes	-	41.474	-	23.377	1.664	28.212	42.604	-	**137.331**
Otros pasivos no financieros corrientes	949	7.562	-	44.471	1.730	40.858	231.535	-	**327.105**
Total Pasivo Corriente	**279.152**	**941.803**	**415.353**	**1.196.160**	**61.882**	**825.069**	**4.017.511**	**104**	**7.737.034**
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	418.653	201.740	2.196.295	-	52.572	1.706.301	-	**4.575.561**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	13.836	-	61.359	84	19.265	195.229	-	**289.773**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	40.059	-	66.644	-	268.429	1.148.958	-	**1.524.090**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	23.745	-	-	-	-	-	-	**23.745**
Otras provisiones no corrientes	-	3.149	-	231.297	2.195	7.330	521.243	-	**765.214**
Pasivo por impuestos diferidos	-	44.046	-	162.719	30.925	380.662	136.931	-	**755.283**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.181	313	-	89.473	-	13.059	291.899	-	**395.925**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	9.681	218.061	-	**227.742**
Total Pasivo No Corriente	**1.181**	**543.801**	**201.740**	**2.807.787**	**33.204**	**750.998**	**4.218.622**	**-**	**8.557.333**
Total Pasivo	**280.333**	**1.485.604**	**617.093**	**4.003.947**	**95.086**	**1.576.067**	**8.236.133**	**104**	**16.294.367**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 31.12.2024								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	316.290	8.744	455.741	-	16.803	176.813	-	**974.392**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	1.636	-	6.527	-	-	23.447	-	**31.610**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.697	193.266	1.326	513.922	-	720.297	2.258.163	22	**3.694.693**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	643.270	31.489	482.409	14.484	-	193	93.880	-	**1.265.725**
Otras provisiones corrientes	3.262	-	-	53.493	-	30.204	70.519	-	**157.478**
Pasivos por impuestos corrientes	-	24.811	-	-	642.603	-	21.783	-	**689.197**
Otros pasivos no financieros corrientes	889	8.346	-	30.226	-	36.183	112.801	-	**188.445**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	1	113.435	-	-	-	**113.436**
Total Pasivo Corriente	**655.119**	**575.838**	**492.479**	**1.074.394**	**756.038**	**803.680**	**2.757.406**	**22**	**7.114.976**
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	1.131.587	41.454	1.778.530	-	-	1.230.737	-	**4.182.308**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	11.865	-	48.165	-	-	123.216	-	**183.246**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	45.383	-	4.912	-	310.667	930.625	-	**1.291.587**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	51.277	-	-	-	-	-	-	**51.277**
Otras provisiones no corrientes	-	6.854	-	166.076	-	5.933	422.681	-	**601.544**
Pasivo por impuestos diferidos	-	43.845	-	105.135	-	512.672	92.477	-	**754.129**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.006	429	-	85.798	-	15.235	764.672	-	**867.140**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	11.709	-	-	-	3.811	15.578	-	**31.098**
Total Pasivo No Corriente	**1.006**	**1.302.949**	**41.454**	**2.188.616**	**-**	**848.318**	**3.579.986**	**-**	**7.962.329**
Total Pasivo	**656.125**	**1.878.787**	**533.933**	**3.263.010**	**756.038**	**1.651.998**	**6.337.392**	**22**	**15.077.305**

Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.209.097	442.203	138.178	1.463.699	**4.253.177**	**52.485**
Provisión de deterioro	(80.648)	(42.142)	(40.665)	(1.023.115)	**(1.186.570)**	**(2.507)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	6.205	-	-	-	**6.205**	**58.734**
Provisión de deterioro	(4.031)	-	-	-	**(4.031)**	**(27.674)**
Otras cuentas por cobrar bruto	285.796	-	-	-	**285.796**	**301.747**
Provisión de deterioro	(1.723)	-	-	-	**(1.723)**	**(4.191)**
Total	**2.414.696**	**400.061**	**97.513**	**440.584**	**3.352.854**	**378.594**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.721.353	363.611	135.499	1.132.488	**3.352.951**	**102.105**
Provisión de deterioro	(70.337)	(44.001)	(44.123)	(778.405)	**(936.866)**	**(1.330)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	5.145	-	-	-	**5.145**	**51.294**
Provisión de deterioro	(2.358)	-	-	-	**(2.358)**	**(23.057)**
Otras cuentas por cobrar bruto	260.270	-	-	-	**260.270**	**90.527**
Provisión de deterioro	(3.176)	-	-	-	**(3.176)**	**(3.092)**
Total	**1.910.897**	**319.610**	**91.376**	**354.083**	**2.675.966**	**216.447**

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	7.886.731	2.059.461	594.195	202.121	**8.480.926**	**2.261.582**
Entre 1 y 30 días	4.805.892	284.115	159.743	14.710	**4.965.635**	**298.825**
Entre 31 y 60 días	820.464	71.746	72.253	10.279	**892.717**	**82.025**
Entre 61 y 90 días	367.738	51.755	54.324	9.598	**422.062**	**61.353**
Entre 91 y 120 días	251.527	44.073	44.693	8.277	**296.220**	**52.350**
Entre 121 y 150 días	212.190	38.813	33.188	6.592	**245.378**	**45.405**
Entre 151 y 180 días	183.188	34.903	28.184	5.520	**211.372**	**40.423**
Entre 181 y 210 días	160.548	31.636	28.664	5.555	**189.212**	**37.191**
Entre 211 y 250 días	147.829	32.548	24.792	5.470	**172.621**	**38.018**
Superior a 251 días	4.294.050	1.197.820	881.086	190.670	**5.175.136**	**1.388.490**
Total	**19.130.157**	**3.846.870**	**1.921.122**	**458.792**	21.051.279	4.305.662

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	8.034.893	1.715.501	582.076	107.957	**8.616.969**	**1.823.458**
Entre 1 y 30 días	4.665.867	207.921	173.096	11.462	**4.838.963**	**219.383**
Entre 31 y 60 días	914.951	77.850	94.820	8.164	**1.009.771**	**86.014**
Entre 61 y 90 días	403.150	51.775	64.031	6.439	**467.181**	**58.214**
Entre 91 y 120 días	249.602	49.324	46.117	5.267	**295.719**	**54.591**
Entre 121 y 150 días	201.463	36.969	45.017	4.417	**246.480**	**41.386**
Entre 151 y 180 días	169.202	35.584	33.736	3.938	**202.938**	**39.522**
Entre 181 y 210 días	157.612	31.109	32.250	4.522	**189.862**	**35.631**
Entre 211 y 250 días	142.483	27.618	26.939	4.699	**169.422**	**32.317**
Superior a 251 días	5.796.012	859.415	231.212	205.125	**6.027.224**	**1.064.540**
Total	**20.735.235**	**3.093.066**	**1.329.294**	**361.990**	22.064.529	3.455.056

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cartera protestada y en cobranza judicial	al 31.12.2025		al 31.12.2024	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	301.931	133.581	944.204	191.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	38.026	87.662	44.873	90.389
Total	**339.957**	**221.243**	**989.077**	**282.077**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones y Castigos	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Provisión cartera no repactada	368.578	217.590
Provisión cartera repactada	9.816	25.229
Recuperos del período	(16.986)	(2.108)
Total	**361.408**	**240.711**

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Número y monto operaciones	al 31.12.2025		al 31.12.2024	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	841.953	5.064.681	1.038.686	3.055.251
Monto de las operaciones	104.815	361.408	71.699	240.711

Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2025												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**450.360**	**30.362**	**1.959**	**2.744**	**1.598**	**421**	**2.015**	**227**	**709**	**5.052**	**13.737**	**509.184**	**1.259**
Grandes Clientes	102.078	1.339	893	651	161	103	1	2	-	1.806	608	**107.642**	**-**
Clientes Institucionales	21.665	28.106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**49.771**	**-**
Otros	326.617	917	1.066	2.093	1.437	318	2.014	225	709	3.246	13.129	**351.771**	**1.259**
Provisión Deterioro	(10.955)	(363)	(60)	(594)	(83)	(16)	(116)	(213)	(661)	(3.747)	(14.468)	**(31.276)**	**(1.058)**
Servicios no facturados	258.837	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**258.837**	**-**
Servicios facturados	191.523	30.362	1.959	2.744	1.598	421	2.015	227	709	5.052	13.737	**250.347**	**1.259**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.758.737**	**268.463**	**80.066**	**58.609**	**50.752**	**44.984**	**38.408**	**36.964**	**37.309**	**119.214**	**1.250.487**	**3.743.993**	**51.226**
Clientes Masivos	1.216.177	193.169	57.260	43.132	36.956	32.488	29.047	28.607	28.341	88.463	972.920	**2.726.560**	**25.775**
Grandes Clientes	405.357	54.054	14.266	8.122	7.527	6.926	6.137	5.830	5.905	18.513	200.755	**733.392**	**6.325**
Clientes Institucionales	137.203	21.240	8.540	7.355	6.269	5.570	3.224	2.527	3.063	12.238	76.812	**284.041**	**19.126**
Provisión Deterioro	(69.693)	(7.602)	(20.685)	(12.838)	(13.508)	(12.974)	(13.968)	(28.673)	(23.787)	(69.632)	(881.934)	**(1.155.294)**	**(1.449)**
Servicios no facturados	662.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**662.667**	**-**
Servicios facturados	1.096.070	268.463	80.066	58.609	50.752	44.984	38.408	36.964	37.309	119.214	1.250.487	**3.081.326**	**51.226**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**2.209.097**	**298.825**	**82.025**	**61.353**	**52.350**	**45.405**	**40.423**	**37.191**	**38.018**	**124.266**	**1.264.224**	**4.253.177**	**52.485**
Total Provisión Deterioro	**(80.648)**	**(7.965)**	**(20.745)**	**(13.432)**	**(13.591)**	**(12.990)**	**(14.084)**	**(28.886)**	**(24.448)**	**(73.379)**	**(896.402)**	**(1.186.570)**	**(2.507)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**2.128.449**	**290.860**	**61.280**	**47.921**	**38.759**	**32.415**	**26.339**	**8.305**	**13.570**	**50.887**	**367.822**	**3.066.607**	**49.978**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2024												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**346.737**	**6.872**	**5.242**	**838**	**940**	**644**	**1.029**	**609**	**776**	**4.833**	**12.556**	**381.076**	**4.682**
Grandes Clientes	92.945	606	404	209	298	81	-	-	-	-	715	**95.258**	**20**
Clientes Institucionales	15.317	1.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**17.211**	**-**
Otros	238.475	4.372	4.838	629	642	563	1.029	609	776	4.833	11.841	**268.607**	**4.662**
Provisión Deterioro	(4.289)	(552)	(2.161)	(185)	(253)	(11)	(19)	(12)	(303)	(4.813)	(4.073)	**(16.671)**	**-**
Servicios no facturados	267.424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**267.424**	**-**
Servicios facturados	79.313	6.872	5.242	838	940	644	1.029	609	776	4.833	12.556	**113.652**	**4.682**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.374.616**	**212.511**	**80.772**	**57.376**	**53.651**	**40.742**	**38.493**	**35.022**	**31.541**	**90.028**	**957.123**	**2.971.875**	**97.423**
Clientes Masivos	891.010	150.983	59.564	43.633	39.264	30.957	26.826	24.870	24.267	66.529	734.153	**2.092.056**	**90.371**
Grandes Clientes	375.262	46.043	11.448	7.672	6.959	5.521	5.830	6.081	5.174	16.474	134.845	**621.309**	**6.139**
Clientes Institucionales	108.344	15.485	9.760	6.071	7.428	4.264	5.837	4.071	2.100	7.025	88.125	**258.510**	**913**
Provisión Deterioro	(66.048)	(6.939)	(20.352)	(13.812)	(14.798)	(13.230)	(15.812)	(24.885)	(18.895)	(50.687)	(674.737)	**(920.195)**	**(1.330)**
Servicios no facturados	323.013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**323.013**	**-**
Servicios facturados	1.051.603	212.511	80.772	57.376	53.651	40.742	38.493	35.022	31.541	90.028	957.123	**2.648.862**	**97.423**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**1.721.353**	**219.383**	**86.014**	**58.214**	**54.591**	**41.386**	**39.522**	**35.631**	**32.317**	**94.861**	**969.679**	**3.352.951**	**102.105**
Total Provisión Deterioro	**(70.337)**	**(7.491)**	**(22.513)**	**(13.997)**	**(15.051)**	**(13.241)**	**(15.831)**	**(24.897)**	**(19.198)**	**(55.500)**	**(678.810)**	**(936.866)**	**(1.330)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.651.016**	**211.892**	**63.501**	**44.217**	**39.540**	**28.145**	**23.691**	**10.734**	**13.119**	**39.361**	**290.869**	**2.416.085**	**100.775**

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de Cartera	al 31.12.2025											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**450.360**	**30.362**	**1.959**	**2.744**	**1.598**	**421**	**2.015**	**227**	**709**	**18.789**	**509.184**	**1.259**
Grandes Clientes	102.078	1.339	893	651	161	103	1	2	-	2.414	**107.642**	**-**
Clientes Institucionales	21.665	28.106	-	-	-	-	-	-	-	-	**49.771**	**-**
Otros	326.617	917	1.066	2.093	1.437	318	2.014	225	709	16.375	**351.771**	**1.259**
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**1.605.825**	**253.753**	**69.787**	**49.011**	**42.475**	**38.392**	**32.888**	**31.409**	**31.839**	**1.179.031**	**3.334.410**	**2.017**
Clientes Masivos	1.112.916	181.443	48.712	34.951	29.786	27.064	24.154	23.759	23.471	893.296	**2.399.552**	**1**
Grandes Clientes	389.976	51.927	13.121	7.156	6.591	5.953	5.716	5.301	5.548	200.347	**691.636**	**2.016**
Clientes Institucionales	102.933	20.383	7.954	6.904	6.098	5.375	3.018	2.349	2.820	85.388	**243.222**	-
Cartera repactada	**152.912**	**14.710**	**10.279**	**9.598**	**8.277**	**6.592**	**5.520**	**5.555**	**5.470**	**190.670**	**409.583**	**49.209**
Clientes Masivos	103.262	11.727	8.548	8.182	7.168	5.424	4.892	4.848	4.869	168.086	**327.006**	**25.774**
Grandes Clientes	15.380	2.126	1.145	965	937	973	422	528	358	18.920	**41.754**	**4.309**
Clientes Institucionales	34.270	857	586	451	172	195	206	179	243	3.664	**40.823**	**19.126**
Total cartera bruta	**2.209.097**	**298.825**	**82.025**	**61.353**	**52.350**	**45.405**	**40.423**	**37.191**	**38.018**	**1.388.490**	**4.253.177**	**52.485**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de Cartera	al 31.12.2024											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**346.737**	**6.872**	**5.242**	**838**	**940**	**644**	**1.029**	**609**	**776**	**17.389**	**381.076**	**4.682**
Grandes Clientes	92.945	606	404	209	298	81	-	-	-	715	**95.258**	**20**
Clientes Institucionales	32.288	4.428	2.776	158	149	160	148	141	-	8.303	**48.551**	**-**
Otros	221.504	1.838	2.062	471	493	403	881	468	776	8.371	**237.267**	**4.662**
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**1.303.797**	**201.049**	**72.608**	**50.937**	**48.384**	**36.325**	**34.555**	**30.500**	**26.842**	**842.026**	**2.647.023**	**60.285**
Clientes Masivos	841.003	142.037	52.560	38.080	34.912	27.149	23.470	21.031	20.050	626.473	**1.826.765**	**58.452**
Grandes Clientes	360.199	43.822	10.439	6.928	6.154	4.999	5.350	5.650	4.766	132.203	**580.510**	**1.833**
Clientes Institucionales	102.595	15.190	9.609	5.929	7.318	4.177	5.735	3.819	2.026	83.350	**239.748**	**-**
Cartera repactada	**70.819**	**11.462**	**8.164**	**6.439**	**5.267**	**4.417**	**3.938**	**4.522**	**4.699**	**205.125**	**324.852**	**37.138**
Clientes Masivos	50.007	8.946	7.005	5.553	4.351	3.809	3.356	3.838	4.217	174.209	**265.291**	**31.920**
Grandes Clientes	15.063	2.221	1.008	744	805	521	480	432	408	19.116	**40.798**	**4.306**
Clientes Institucionales	5.749	295	151	142	111	87	102	252	74	11.800	**18.763**	**912**
Total cartera bruta	**1.721.353**	**219.383**	**86.014**	**58.214**	**54.591**	**41.386**	**39.522**	**35.631**	**32.317**	**1.064.540**	**3.352.951**	**102.105**

Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Colombia				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024	
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	211.689	16.746	201.388	12.090	79.201	-	119.798	-	764.234	-	563.223	-	2.171	-	279	-	1.057.295	16.746	884.688	12.090
Total Activo Estimado	**211.689**	**16.746**	**201.388**	**12.090**	**79.201**	**-**	**119.798**	**-**	**764.234**	**-**	**563.223**	**-**	**2.171**	**-**	**279**	**-**	**1.057.295**	**16.746**	**884.688**	**12.090**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	102.279	8.209	97.259	17.546	60.777	-	75.539	-	458.642	62.664	308.025	50.886	-	-	-	-	**621.698**	**70.873**	**480.823**	**68.432**
Total Pasivo Estimado	**102.279**	**8.209**	**97.259**	**17.546**	**60.777**	**-**	**75.539**	**-**	**458.642**	**62.664**	**308.025**	**50.886**	**-**	**-**	**-**	**-**	**621.698**	**70.873**	**480.823**	**68.432**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Colombia				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2024	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	202.153	15.632	254.056	13.071	79.201	-	119.798	-	750.635	-	588.501	-	2.171	-	279	-	**1.034.160**	**15.632**	**962.634**	**13.071**
Compras de Energía	122.451	7.663	158.612	76.767	60.777	-	75.539	-	442.563	61.549	317.366	50.653	-	-	-	-	**625.791**	**69.212**	**551.517**	**127.420**

Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	189.424	695.804	500.636	**1.385.864**	137.479	415.637	499.296	**1.052.412**
Entre 31 y 60 días	47.371	136.676	180.206	**364.253**	40.007	216.383	141.255	**397.645**
Entre 61 y 90 días	101.180	356.846	80.168	**538.194**	78.322	524.011	51.522	**653.855**
Entre 91 y 120 días	60.905	39.422	15.883	**116.210**	51.437	29.073	10.991	**91.501**
Entre 121 y 365 días	34.760	140.903	107.851	**283.514**	34.293	53.122	32.788	**120.203**
Más de 365 días	5.843	299.689	636	**306.168**	4.787	333.804	6.460	**345.051**
Total	**439.483**	**1.669.340**	**885.380**	**2.994.203**	**346.325**	**1.572.030**	**742.312**	**2.660.667**
Periodo promedio de pago cuentas al día	41	42	39		40	39	41	

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	156.977	615.632	798.661	**1.571.270**	86.686	763.890	675.169	**1.525.745**
Proveedores por compra de combustibles y gas	533	265	88	**886**	569	285	95	**949**
Compra de activos	76.622	38.311	12.770	**127.703**	47.251	23.625	7.875	**78.751**
Cuentas por pagar bienes y servicios	205.351	1.015.132	73.861	**1.294.344**	211.819	784.230	59.173	**1.055.222**
Total	**439.483**	**1.669.340**	**885.380**	**2.994.203**	**346.325**	**1.572.030**	**742.312**	**2.660.667**