



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En los meses de mayo y junio de 2024, Enel Américas concretó una parte significativa de su plan de simplificación societaria con las ventas de sus subsidiarias operativas en Perú, las cuales operan en los negocios de distribución y generación de energía eléctrica, además de soluciones energéticas avanzadas¹. Producto de estas operaciones, la Compañía recibió un total de US\$4.377 millones como precio de venta, generando un efecto neto en los resultados consolidados del Grupo de US\$1.712 millones.
- En el cuarto trimestre de 2024 los ingresos alcanzaron US\$3.552 millones, lo que representa un aumento de 15,3% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por mayores ingresos en Argentina, donde los ingresos en 2023 se vieron afectados por la fuerte devaluación del peso argentino en el cuarto trimestre de 2023 y su consiguiente efecto en la aplicación de normativa de economías hiperinflacionarias. Esto fue parcialmente compensado por menores ingresos en Brasil y Colombia, explicado por la devaluación del real brasileño y del peso colombiano respectivamente.
- Acumulado a diciembre, los ingresos llegaron a US\$13.904 millones, lo que representa un aumento de un 7,9% respecto a 2023, explicado por mayores ingresos en Colombia y Argentina en el negocio de distribución, parcialmente compensado por menores ingresos en Brasil producto de la devaluación del real brasileño.
- El EBITDA en el cuarto trimestre del año alcanzó US\$724 millones, lo que representa una disminución de un 14,7% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por un menor resultado en generación en Colombia, producto de una menor generación hidráulica debido a la sequía, y mayores compras de energía; así también la devaluación del real brasileño y del peso colombiano respecto al dólar.
- A nivel acumulado, el EBITDA llegó a los US\$3.735 millones, un 0,3% menos respecto al mismo periodo del año anterior. Esto es explicado por un menor resultado en el negocio de generación en Colombia y la devaluación del real brasileño y el peso colombiano respecto al dólar, parcialmente compensado por mejores resultados en el negocio de distribución en Argentina y Colombia y en el negocio de generación en Brasil.

EBITDA OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)

País	Acumulado			Trimestral		
	dic.-24	dic.-23	Var %	4T2024	4T2023	Var %
Argentina	48	(34)	n.a.	(10)	(6)	71,3%
Brasil	2.231	2.283	(2,3%)	511	550	(7,1%)
Colombia	1.304	1.418	(8,0%)	182	282	(35,7%)
EGP Centroamérica	174	111	56,3%	50	31	60,4%
Enel Américas (*)	3.735	3.749	(0,3%)	724	849	(14,7%)

(*) Incluye Holding y Eliminaciones

¹ Para mayor información ver nota 5.1 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 diciembre 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

- El Resultado de Explotación (EBIT) del cuarto trimestre de 2024 alcanzó los US\$233 millones, lo que representa una disminución de un 40,3% respecto al cuarto trimestre de 2023, producto del menor EBITDA y la mayor depreciación y amortización en el periodo. A nivel acumulado, el EBIT disminuyó un 7,8% llegando a US\$2.201 millones.
- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US\$124 millones en el cuarto trimestre de 2024, mostrando un aumento de 51,6% respecto a los US\$82 millones del registrados en el cuarto trimestre de 2023. Esto se explica por un mejor resultado en Brasil y en Colombia, este último explicado por el efecto negativo del deterioro registrado en 2023 asociado al proyecto Windpeshi. En términos acumulados, el Resultado Neto alcanzó US\$ 2.589 millones, equivalente a un aumento de un 200%.
- La deuda financiera neta, alcanzó los US\$ 2.127 millones, lo cual representa una disminución de 67,5% respecto al cierre de 2023, explicado principalmente por la caja generada de la venta de los activos de generación y distribución en Perú y el prepago de deuda en Brasil, Colombia y Américas Holding. y la devaluación de las monedas, principalmente en Brasil y Colombia.
- El CAPEX en el cuarto trimestre de 2024 ascendió a US\$577 millones, lo que representa una disminución de 15,6% respecto al cuarto trimestre de 2023, explicado por menores inversiones en el negocio de generación en Brasil, parcialmente compensado por mayores inversiones en el negocio de distribución en Brasil y Argentina. Al analizar el CAPEX acumulado a diciembre de este año, éste alcanzó US\$2.096 millones por operaciones continuadas, resultando en una disminución de 23,2% respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente en generación Brasil y Colombia por término de construcción de los proyectos en ejecución.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

Información relevante para el análisis de los presentes estados financieros

I. Cambios de perímetro de consolidación por simplificación societaria del Grupo Enel Américas

A fines del año 2022, Enel Américas anunció su plan estratégico para el periodo 2023-2025, en el cual comunicó la simplificación del Grupo, lo que consideraba concentrar las operaciones en aquellos países que permitan acelerar la transición energética en la región, buscando enajenar las operaciones vigentes hasta el 31 de diciembre de 2022 en **Argentina y Perú**. En los planes estratégicos sucesivos presentados en noviembre 2023 y noviembre 2024, el alcance de este plan de simplificación societaria se revisó, dejando de considerar la salida total de Argentina.

En el marco del plan de simplificación societaria efectuado por el Grupo, se consideran las enajenaciones concretadas en **2022** de las subsidiarias brasileras **Enel Generación Fortaleza** y **Enel Distribución Goiás**, de las subsidiarias argentinas **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud** realizadas en **2023**, y del proceso de venta de subsidiarias en Perú efectuado en **2024**.

A continuación se describen los principales procesos de venta que Enel Américas ha venido ejecutando desde 2022 a la fecha:

a) Venta Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF) (comercialmente conocida como "Enel Generación Fortaleza")

Con el objetivo de liderar las acciones de sustentabilidad del sector y priorizar las inversiones en una matriz energética limpia, en 2022 se iniciaron los estudios para la venta de **Enel Generación Fortaleza**, subsidiaria brasileña con autorización para producción independiente de energía y otorgada por el ente regulador brasileño (ANEEL).

El **9 de junio de 2022**, poco después del estudio de factibilidad, el Grupo firmó un acuerdo de venta con el grupo **ENEVA S.A.**, por la venta del 100% de las acciones de **CGTF** que eran propiedad de la subsidiaria **Enel Brasil**. Producto de lo anterior, durante el segundo trimestre de 2022, los activos y pasivos de **CGTF** fueron reclasificados como disponibles 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 por **BRL 395 millones**, equivalentes a **US\$77 millones**, durante el segundo trimestre de 2022.

Luego de cumplir con todas las condiciones precedentes, el acuerdo con **ENEVA S.A.** se materializó con fecha **23 de agosto de 2022**. Como contraprestación por la venta de las acciones emitidas por **CGTF**, la subsidiaria Enel Brasil recibió un pago de **BRL 490 millones**, equivalentes a **US\$96 millones**, generando una pérdida en la venta por **US\$131 millones**, de los cuales **US\$94 millones** correspondían a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **CGTF** en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

b) Venta de CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. (comercialmente conocida como "Enel Distribución Goiás")

Con fecha **23 de septiembre de 2022**, nuestra subsidiaria Enel Brasil suscribió un contrato de compraventa de acciones con **Equatorial Participações e Investimentos S.A.**, una filial de Equatorial Energia S.A. (conjuntamente "Equatorial"), a través del cual, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones previas, Enel Brasil enajenaría el **99,9%** de las acciones emitidas por **Enel Distribución Goiás**, propiedad de Enel Brasil S.A. (la "Compraventa").

Conforme a lo anterior, durante el tercer trimestre de 2022, los activos y pasivos de **Enel Distribución Goiás** fueron reclasificados como disponibles para la venta, ajustando los primeros al menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por **US\$786 millones**.

Entre las condiciones previas acordadas, algunas se referían a las autorizaciones de los organismos regulatorios brasileros Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") y del Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE").

Hacia fines del año 2022, se cumplieron las condiciones previas establecidas en la Compraventa, y con fecha **29 de diciembre de 2022**, Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del **99,9%** de las acciones emitidas por **Enel Distribución Goiás S.A.** a Equatorial. Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, Enel Brasil recibió en esta fecha el



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

pago de **BRL 1.513 millones**, equivalentes a **US\$293 millones**, generando una pérdida en la venta por **US\$219 millones**, de los cuales **US\$216 millones** correspondían a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **Enel Distribución Goiás** en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

c) Venta de Enel Generación Costanera y Central 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**.

La Administración de Enel Américas estimó que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en estas subsidiarias se materializará durante el ejercicio 2023.

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 Discontinuas" 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 Dock Sud** como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Lo anterior implicó reconocer al cierre del 31 de diciembre de 2022 una pérdida por deterioro de activos por **US\$166 millones** para el caso de **Enel Generación Costanera** y de **US\$150 millones** 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 US\$48 millones, generando una pérdida en la venta por **US\$86 millones**, 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 incluía que la operación se efectuaría sólo 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**. El acuerdo con los accionistas minoritarios de **Central Dock Sud**, directos e indirectos, estableció como valor de venta una suma total de **US\$52 millones** y quedó supeditado al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes.

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**. Producto de esta operación, se generó una pérdida de **US\$193 millones**, 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, la cual fue registrada íntegramente durante el segundo trimestre del año 2023.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

d) Proceso de venta de subsidiarias en Perú

Durante el ejercicio 2023, la Compañía inició un proceso tendiente a concretar la venta de sus subsidiarias 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:

Empresa	Negocio	Status
Enel Generación Perú S.A.C.	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	En marcha

(i) Subsidiarias de Enel Generación Perú

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**, 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** 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** (la "Compraventa").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de **Enel Américas** y de **Enel Perú** 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**, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.**, de manera tal que **Enel Perú** 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** recibió por la Compraventa ascendió **US\$1.288 millones**, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de Enel Américas de **US\$333 millones**.

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").



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

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 lo cual, 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 US\$3.088 millones, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de **Enel Américas** de **US\$1.410 millones**.

Cabe consignar que, considerando el avance de proceso, lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” (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 discontinuas. 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 discontinuas.

e) 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 Discontinuas” 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 **US\$34 millones** generando una utilidad de **US\$3 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

f) Proceso de venta de Central Cartagena en Colombia (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 Discontinuas” 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.

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.

II. Redondeo

Las cifras de este reporte están expresadas en millones de dólares estadounidenses, y para facilitar su presentación han sido redondeadas. Por esta razón, es posible que al sumar las cifras contenidas en las tablas el resultado no sea exactamente igual al total de la tabla.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el cuarto trimestre de 2024, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión disminuyó en **16,0%** comparado con igual trimestre de año anterior, llegando a los **US\$230 millones**. Esto se explica principalmente por un menor desempeño en Colombia producto de la difícil situación hidrológica que afecta a dicho país, lo que se traduce en menor generación propia y mayores costos por compra de energía.

Considerando el EBITDA acumulado al 31 diciembre 2024, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión llegó a **US\$1.377 millones**, un **9,8%** menos que a igual ejercicio de 2023, también explicado por el menor resultado en Colombia. A esto se suma el efecto perímetro derivado de la venta de **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud**, junto con la no renovación de la concesión de los activos de transmisión que operaba **Enel CIEN**, las cuales en su conjunto aportaron **US\$19 millones** en año 2023. Sin este efecto, el EBITDA en el negocio de generación hubiese disminuido un 8,7%.

Las ventas de energía de operaciones continuadas crecieron un **1,2%** en el cuarto trimestre, explicado por las mayores ventas en Brasil asociadas a **Enel Trading Brasil**. A su vez, la **generación de energía** de operaciones continuadas en el cuarto trimestre subió un **3,6%** respecto al año anterior, explicado por mayor generación renovable en Brasil y Centroamérica, parcialmente compensado por Colombia y Argentina. Respecto al acumulado a diciembre de 2024, la generación de energía creció un **0,3%** comparado con 2023, debido también a la mayor generación en Brasil y Centroamérica.

Generación de operaciones continuadas

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic.-24	dic.-23	Var %	4T2024	4T2023	Var %
Total Ventas (TWh)	65,7	63,9	2,9%	15,7	15,5	1,2%
Total Generación (TWh)	40,4	40,2	0,3%	9,1	8,8	3,6%

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** disminuyó un **13,6%** en el cuarto trimestre de 2024 comparado con el mismo período del año anterior, alcanzando los **US\$513 millones**. Esto se explica principalmente por la devaluación del real brasileño y del peso colombiano durante el último trimestre.

A nivel acumulado, el **EBITDA** al 31 diciembre 2024 creció **4,8%**, alcanzando **US\$2.439 millones**, explicado por mejores resultados en Colombia y Argentina.

Al cierre del 31 diciembre 2024, **el número de clientes** consolidado de operaciones continuadas mostró un aumento de **414 mil**, o **1,9%**, en comparación con el mismo período del año anterior, llegando a **22,6 millones**. Por su parte, las ventas físicas crecieron **0,3%** en el trimestre, explicado por aumentos en Brasil respecto a mayor demanda por mayores temperaturas, parcialmente compensado por menores ventas en Argentina. A nivel acumulado, las ventas subieron un **3,4%** respecto a 2023, explicado por mayores ventas en Brasil y Colombia.

Distribución de operaciones continuadas

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic.-24	dic.-23	Var %	4T2024	4T2023	Var %
Total Ventas (TWh)	106,9	103,4	3,4%	27,1	27,0	0,3%
Número de clientes (miles)	22.611	22.196	1,9%	22.611	22.196	1,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

RESUMEN FINANCIERO

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- | | |
|---|--------------------|
| • Caja y caja equivalente ⁽¹⁾ | US\$3.076 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días ⁽¹⁾ | US\$3.122 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles ⁽²⁾ | US\$1.277 millones |

La bajada de las tasas de interés en Enel Américas (12,2% en Dic-23 vs 10,3% en Dic-24) ⁽¹⁾ se originó principalmente por la disminución de la deuda asociada a una alta tasa de interés en Brasil y la reducción de la tasa monetaria en Brasil (CDI) y Colombia (IBR).

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio del Grupo Enel Américas establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por **US\$1.816 millones** y forwards por **US\$231 millones**.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Américas mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de tasa de interés, por **US\$837 millones**.

(1) Información financiera detallada no incluye "activos mantenidos para la venta". A continuación, se detalla información financiera considerando "activos mantenidos para la venta": Caja y caja equivalente = US\$3.082 millones, Caja y caja equivalente + colocaciones a más de 90 días = US\$3.129 millones, Tasa Media Dic-24 = 10,0% y Tasa Media Dic-23 = 11,4%.

(2) Incluye dos líneas de crédito comprometidas completamente disponibles entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de Enel Américas por un monto disponible de US\$500 millones y otra de Enel Brasil por un saldo disponible de US\$144 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades en los segmentos de generación y transmisión, y distribución en; Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos seis países. Adicionalmente dentro del período de análisis, la Compañía mantuvo una importante presencia en negocios de generación y distribución en Perú, los cuales, en una parte significativa, fueron vendidos durante el segundo trimestre del presente periodo. De acuerdo con la NIIF 5, los negocios remanentes en Perú han sido clasificadas como disponibles para la venta y, además, considerando que implican dejar de operar en todos los negocios donde el Grupo estuvo y está presente, también cumplen con las condiciones para ser clasificadas como operaciones discontinuadas en la presentación de los resultados consolidados del Grupo.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **13,3 GW** al 31 diciembre 2024, compuesta por **12,9 GW** de capacidad instalada de operaciones continuadas y **0,3 GW** de operaciones discontinuadas correspondientes a **Enel Generación Piura**, compañía que sigue en proceso de venta. Posterior a las ventas de **Enel Generación Costanera**, **Central Dock Sud**, **Central Cartagena** y **Enel Generación Perú**, concretadas el 17 de febrero de 2023, 14 de abril de 2023, 1 de diciembre de 2023 y 9 de mayo de 2024, respectivamente, la capacidad total instalada (considerando operaciones continuadas y discontinuadas) de fuentes renovables asciende a **95,8%**. Dicho porcentaje se eleva a **98,2%** al aislar las operaciones en Perú.

En función de la estrategia de Enel Américas, la incorporación de capacidad de generación eléctrica provenientes de fuentes renovables ha seguido aumentando, y la capacidad instalada de fuentes térmicas se ha disminuido casi en su totalidad producto de la simplificación societaria anunciada en el Plan Estratégico a fines del año 2022. En el marco de la mencionada estrategia, durante 2022 la Compañía ya redujo la capacidad instalada proveniente de fuentes térmicas, con la venta de Enel Generación Fortaleza en Brasil, materializada en agosto de 2022, transformando a Brasil en el primer país del grupo con un 100% de capacidad instalada sobre fuentes renovables y en la misma línea durante el primer semestre de 2023 se concretó la venta de **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud**, en Argentina, **posteriormente en diciembre de 2023 se finiquitó la venta de Central Cartagena** en Colombia, y recientemente en mayo de 2024 se concretó la venta de **Enel Generación Perú**.

El Grupo está presente en el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera (hasta el 17 de febrero de 2023 fecha de su enajenación) y Enel Generación el Chocón², Central Dock Sud (hasta el 14 de abril de 2023) en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, EGP Volta Grande y Enel Brasil S.A. (matriz de Sociedades EGP en Brasil), Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Colombia S.A. ESP (sociedad continuadora de Emgesa y que además fusionó a Enel Green Power Colombia S.A.S ESP en marzo de 2022), Enel Green Power Guatemala S.A., Enel Green Power Panamá S.R.L..

Las subsidiarias del **Segmento de Generación en Perú**; Enel Generación Perú (hasta el 9 de mayo de 2024 fecha de su enajenación) y Enel Generación Piura, si bien han permanecido en operación dentro de parte del período reportado, de acuerdo a la NIIF 5 han cumplido las condiciones para ser declaradas como disponibles para la venta y además como operaciones discontinuadas, por lo cual, tanto su información física como financiera, no ha sido consolidada en las aperturas de información física y financiera incorporada en segmento de generación y transmisión para los períodos acumulados y trimestrales terminados al 31 diciembre 2024 y 2023.

² 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-Arroyito 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 llevará a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica, por los períodos acumulados y trimestrales terminados al 31 diciembre 2024 y 2023:

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía (TWh)(*)						Participación de mercado (%)	
		Acumulado			Trimestral			dic.-24	dic.-23
		dic.-24	dic.-23	Var %	4T2024	4T2023	Var %		
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	3,0	4,5	(32,9%)	0,5	0,8	(42,2%)	2,0%	4,1%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	38,0	34,5	10,3%	9,1	8,7	4,1%	6,8%	6,5%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	21,3	21,6	(1,6%)	5,2	5,1	2,2%	34,5%	27,1%
Segmento Generación Centroamérica	(***)	3,5	3,3	4,2%	1,0	0,9	7,3%	8,8%	18,4%
Total operaciones continuadas		65,7	63,9	2,9%	15,7	15,5	1,2%		

(*) Se incorporan las ventas efectuadas por los segmentos de generación de cada país a terceros, se han eliminado la totalidad de las compras y ventas de energía intrasegmento y también entre sociedades relacionadas.

(**) Dentro de los volúmenes de venta de energía de Brasil, se incorpora la energía comercializada de Enel Trading S.A., que pese a no ser una generadora cumple la función de intermediación de compra y venta de electricidad en Brasil.

(***) Las empresas de Costa Rica, Guatemala y Panamá, participan de sus mercados locales SEN, SEN y SIN respectivamente, y eventualmente pueden participar en el MER (Mercado Eléctrico Regional), que es un mercado global que abarca los 9 países de Centroamérica.

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Generación Energía (TWh)					
	Acumulado			Trimestral		
	dic.-24	dic.-23	Var %	4T2024	4T2023	Var %
Segmento de Generación Argentina	3,0	4,5	(33,0%)	0,5	0,8	(42,2%)
Segmento de Generación Brasil	20,7	17,6	17,7%	5,2	4,4	19,2%
Segmento de Generación Colombia	14,0	16,0	(12,1%)	2,7	3,0	(11,5%)
Segmento Generación Centroamérica	2,6	2,2	18,8%	0,7	0,6	29,1%
Total	40,4	40,2	0,3%	9,1	8,8	3,6%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo en Brasil y Enel Colombia S.A. ESP en Colombia. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a **22,6 millones de clientes**.

Respecto al negocio de **Distribución en Perú**; Enel Distribución Perú fue vendida el 12 de junio de 2024, y si bien estuvo en operaciones en los períodos reportados, de acuerdo a la NIIF 5 cumplió las condiciones para ser declarada como disponible para la venta y además como una operación discontinuada, por lo cual, tanto su información física como financiera, no ha sido consolidada en las aperturas de información física y financiera incorporada en segmento de distribución para los períodos acumulados y trimestrales terminados al 31 diciembre 2024 y 2023.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución de operaciones continuadas por área geográfica por los períodos acumulados y trimestrales terminados al 31 diciembre 2024 y 2023:

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Ventas de Energía (TWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	dic.-24	dic.-23	Var %	4T2024	4T2023	Var %	dic.-24	dic.-23
Segmento de Distribución Argentina	17,6	18,1	(2,8%)	4,1	4,2	(2,6%)	17,2%	16,8%
Segmento de Distribución Brasil	73,9	70,1	5,5%	19,1	18,9	1,1%	13,1%	13,2%
Segmento de Distribución Colombia	15,4	15,3	1,1%	3,9	3,9	(0,4%)	7,5%	7,5%
Total	106,9	103,4	3,4%	27,1	27,0	0,3%	13,0%	13,0%

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Clientes (miles)		
	dic.-24	dic.-23	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.713	2.658	2,1%
Segmento de Distribución Brasil	15.930	15.670	1,7%
Segmento de Distribución Colombia	3.967	3.868	2,6%
Total	22.611	22.196	1,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio de operaciones continuadas por categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 31 diciembre 2024 y 2023:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Generación	47	38	1.191	1.072	1.782	1.690	345	320	3.365	3.120	(187)	(186)	3.178	2.934
Clientes Regulados	-	-	323	312	717	688	169	182	1.209	1.182	(43)	(24)	1.166	1.158
Clientes no Regulados	-	-	775	727	639	567	75	48	1.489	1.342	(13)	(3)	1.476	1.339
Ventas de Mercado Spot	47	38	93	33	426	435	101	90	667	596	(131)	(159)	536	437
Distribución	1.281	607	4.954	5.230	1.092	1.059	-	-	7.327	6.896	30	13	7.357	6.909
Residenciales	500	246	2.961	2.902	624	522	-	-	4.085	3.670	-	-	4.085	3.670
Comerciales	332	163	1.250	1.320	285	320	-	-	1.867	1.803	14	7	1.881	1.810
Industriales	224	110	314	372	119	133	-	-	657	615	13	6	670	621
Otros Consumidores	225	88	429	636	64	84	-	-	718	808	3	-	721	808
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(45)	(25)	(112)	(148)	-	-	(157)	(173)	157	173	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.328	645	6.100	6.277	2.762	2.601	345	320	10.535	9.843	-	-	10.535	9.843
Variación en millones de US\$ y %	683	(105,9%)	(177)	(2,8%)	161	6,2%	25	7,8%	692	7,0%	-	-	692	7,0%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales														Estructura y ajustes		Total General	
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos									
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023				
Generación	11	(5)	335	277	446	429	88	90	880	791	(14)	(50)	866	741				
Clientes Regulados	-	-	74	76	154	181	49	54	277	311	(4)	(6)	273	305				
Clientes no Regulados	-	-	218	201	158	159	14	11	390	371	(10)	(1)	380	370				
Ventas de Mercado Spot	11	(5)	43	-	134	89	25	25	213	109	-	(43)	213	66				
Distribución	269	(145)	1.218	1.409	238	319	-	-	1.725	1.583	8	5	1.733	1.588				
Residenciales	125	(49)	721	653	137	140	-	-	983	744	-	-	983	744				
Comerciales	83	(33)	300	312	60	110	-	-	443	389	4	2	447	391				
Industriales	56	(22)	72	72	24	46	-	-	152	96	4	3	156	99				
Otros Consumidores	5	(41)	125	372	17	23	-	-	147	354	-	-	147	354				
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(12)	(7)	6	(38)	-	-	(6)	(45)	6	45	-	-				
Ingresos por Ventas de Energía	280	(150)	1.541	1.679	690	710	88	90	2.599	2.329	-	-	2.599	2.329				
Variación en millones de US\$ y %	430	(286,7%)	(138)	(8,2%)	(20)	(2,8%)	(2)	(2,2%)	270	11,6%	-	-	270	11,6%				



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado al 31 diciembre 2024 fue de una utilidad de **US\$2.589 millones**, lo que representa un incremento de **US\$1.725 millones** con respecto a los **US\$864 millones** de utilidad registrada al 31 de diciembre de 2023. La variación se explica principalmente por mejores resultados producto de la utilidad en la venta de Enel Generación Perú y de Enel Distribución Perú durante el segundo trimestre de 2024.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados consolidados, en términos acumulados y trimestrales al 31 diciembre 2024 y 2023:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	%	4T2024	4T2023	Variación	%
Ingresos	13.904	12.888	1.016	7,9%	3.552	3.080	472	15,3%
Ingresos de actividades ordinarias	12.616	11.768	847	7,2%	3.132	2.837	294	10,4%
Otros ingresos de explotación	1.288	1.120	168	15,0%	420	243	177	72,8%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(8.547)	(7.672)	(875)	11,4%	(2.392)	(1.912)	(480)	25,1%
Compras de energía	(5.904)	(5.184)	(720)	13,9%	(1.726)	(1.249)	(477)	38,2%
Consumo de combustible	(66)	(74)	8	(11,0%)	(12)	(24)	11	(47,0%)
Gastos de transporte	(1.245)	(1.190)	(55)	4,6%	(280)	(329)	49	(14,8%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.332)	(1.223)	(109)	8,9%	(373)	(310)	(63)	20,2%
Margen de Contribución	5.357	5.216	140	2,7%	1.160	1.168	(8)	(0,7%)
Gastos de personal	(522)	(473)	(49)	10,3%	(141)	(95)	(46)	48,9%
Otros gastos por naturaleza	(1.099)	(995)	(105)	10,5%	(294)	(224)	(70)	31,3%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	3.735	3.749	(13)	(0,3%)	724	849	(125)	(14,7%)
Depreciación y amortización	(1.131)	(949)	(181)	19,1%	(287)	(218)	(68)	31,3%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	(115)	(156)	41	(26,3%)	(110)	(181)	71	(39,3%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(289)	(257)	(32)	12,6%	(96)	(61)	(35)	57,4%
Resultado de Explotación (EBIT)	2.201	2.387	(186)	(7,8%)	233	390	(157)	(40,3%)
Resultado Financiero	(892)	(742)	(151)	20,3%	(263)	(233)	(30)	12,8%
Ingresos financieros	452	475	(24)	(5,0%)	117	111	6	5,2%
Gastos financieros	(1.588)	(1.635)	47	(2,9%)	(409)	(382)	(27)	7,1%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	331	333	(2)	(0,6%)	43	20	23	116,9%
Diferencia de cambio	(87)	85	(172)	(202,5%)	(13)	18	(32)	(173,1%)
Otros Resultados distintos de la operación	3	(195)	198	(101,6%)	(1)	(21)	21	(97,5%)
Otras Ganancias (pérdidas)	5	(195)	200	(102,6%)	1	(20)	21	(106,6%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	(2)	-	(2)	357,2%	(2)	(1)	-	33,5%
Resultado Antes de Impuestos	1.312	1.450	(138)	(9,5%)	(31)	135	(166)	(123,1%)
Impuesto sobre sociedades	(344)	(673)	329	(48,9%)	142	(162)	304	(188,1%)
Resultado después de impuestos	969	778	191	24,6%	111	(27)	138	n.a.
Resultado de operaciones discontinuadas	1.893	395	1.498	379,2%	5	113	(108)	(95,9%)
Resultado del Período	2.861	1.173	1.689	144,0%	116	86	30	34,6%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	2.589	864	1.725	199,6%	124	82	42	51,6%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	272	308	(36)	(11,6%)	(8)	5	(12)	(268,8%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuas	0,00686	0,00534	0,00153	28,6%	0,00111	(0,00001)	0,00112	n.a.
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones discontinuadas	0,01727	0,00272	0,01455	n.a.	0,00004	0,00077	(0,00073)	(94,6%)
Utilidad por acción US\$ (**)	0,02413	0,00806	0,01608	199,6%	0,00115	0,00076	0,00039	51,6%

(*) A partir del 1 de enero de 2023 las operaciones de Perú cumplieron las condiciones para ser definidas como discontinuadas y, siguiendo las directrices de la NIIF 5, los ingresos y costos y demás cuentas de resultados asociadas a estas operaciones, así como los resultados en venta de las operaciones materializadas, se han clasificado en una línea neta de impuestos como operaciones discontinuadas en los ejercicios terminados al 31 diciembre 2024 y 2023.

(**) Al 31 diciembre 2024 y 2023, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.889.530.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del período terminado al 31 diciembre 2024 fue de **US\$3.735 millones**, lo que presenta una disminución de **US\$13 millones**, equivalente a un **0,3%** respecto a los **US\$3.749 millones** del mismo ejercicio del año anterior.

La disminución del **EBITDA** durante el cuarto trimestre 2024 fue de **US\$125 millones**, y se debe principalmente por un menor resultado en generación en Colombia, producto de la menor generación hidráulica, mayores compras de energía; y la devaluación del real brasileño y del peso colombiano respecto al dólar.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones continuadas que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación, por los períodos trimestrales y acumulados terminados al 31 diciembre 2024 y 2023:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	49	42	8	18,1%	7	(6)	13	(229,1%)
Brasil	1.229	1.098	131	11,9%	361	279	82	29,5%
Colombia	1.857	1.723	134	7,8%	497	436	61	13,9%
Centroamérica	343	322	21	6,5%	87	88	(1)	(0,9%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	3.478	3.185	293	9,2%	953	798	155	19,5%
Distribución:								
Argentina	1.355	623	732	117,6%	342	(149)	490	(330,1%)
Brasil	7.059	7.190	(130)	(1,8%)	1.785	1.860	(75)	(4,0%)
Colombia	2.199	2.027	172	8,5%	508	585	(76)	(13,1%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	10.614	9.840	774	7,9%	2.635	2.296	339	14,8%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(189)	(137)	(52)	(38,0%)	(36)	(13)	(23)	175,1%
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	13.904	12.888	1.016	7,9%	3.552	3.080	472	15,3%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(5)	(4)	(1)	(28,2%)	(1)	-	(1)	(293,8%)
Brasil	(456)	(366)	(89)	(24,3%)	(179)	(101)	(78)	77,4%
Colombia	(1.195)	(848)	(348)	(41,0%)	(429)	(307)	(122)	39,9%
Centroamérica	(133)	(170)	37	21,9%	(27)	(54)	27	(50,4%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.789)	(1.388)	(400)	(28,9%)	(636)	(461)	(175)	37,9%
Distribución:								
Argentina	(948)	(481)	(467)	(97,0%)	(251)	131	(382)	(291,0%)
Brasil	(4.752)	(4.712)	(40)	(0,8%)	(1.240)	(1.240)	-	(0,0%)
Colombia	(1.274)	(1.254)	(20)	(1,6%)	(310)	(363)	52	(14,5%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(6.974)	(6.448)	(527)	(8,2%)	(1.801)	(1.472)	(329)	22,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	216	164	52	31,5%	45	20	24	117,8%
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(8.547)	(7.672)	(875)	(11,4%)	(2.392)	(1.912)	(480)	25,1%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(8)	(5)	(3)	(60,7%)	(1)	1	(2)	(190,1%)
Brasil	(17)	(16)	(1)	(7,1%)	(4)	(3)	(1)	39,2%
Colombia	(46)	(43)	(3)	(7,1%)	(12)	(11)	(1)	8,0%
Centroamérica	(14)	(14)	-	(0,2%)	(4)	(3)	-	6,3%
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(84)	(77)	(7)	9,2%	(21)	(17)	(4)	26,3%
Distribución:								
Argentina	(176)	(99)	(77)	(77,5%)	(48)	5	(53)	n.a.
Brasil	(178)	(203)	24	12,0%	(52)	(58)	6	(9,9%)
Colombia	(37)	(36)	(1)	(3,1%)	(9)	(10)	1	(10,3%)
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(392)	(338)	(54)	15,9%	(110)	(63)	(46)	72,7%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(46)	(58)	12	20,4%	(11)	(15)	4	(27,3%)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(522)	(473)	(49)	(10,3%)	(141)	(95)	(46)	48,9%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(17)	(7)	(10)	(145,2%)	(3)	1	(4)	(347,6%)
Brasil	(114)	(106)	(8)	(7,6%)	(29)	(30)	1	(4,1%)
Colombia	(76)	(54)	(22)	(41,1%)	(28)	(18)	(10)	52,6%
Centroamérica	(22)	(27)	4	15,9%	(7)	0	(7)	n.a.
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(229)	(193)	(36)	(18,8%)	(67)	(47)	(20)	43,0%
Distribución:								
Argentina	(201)	(97)	(105)	(108,5%)	(55)	9	(64)	n.a.
Brasil	(482)	(537)	55	10,2%	(121)	(148)	27	(18,2%)
Colombia	(125)	(92)	(33)	(35,6%)	(35)	(28)	(7)	25,4%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(809)	(726)	(83)	(11,4%)	(212)	(167)	(44)	26,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(61)	(76)	15	19,4%	(16)	(10)	(6)	53,9%
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(1.099)	(995)	(105)	(10,5%)	(294)	(224)	(70)	31,3%
Generación y Transmisión:								
Argentina	20	26	(7)	(25,5%)	3	(3)	6	(185,0%)
Brasil	643	610	33	5,4%	149	145	4	2,7%
Colombia	540	779	(239)	(30,7%)	29	101	(72)	(71,6%)
Centroamérica	174	111	63	56,3%	50	31	19	60,4%
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.377	1.527	(150)	(9,8%)	230	273	(44)	(16,0%)
Distribución:								
Argentina	30	(54)	84	154,6%	(12)	(4)	(9)	245,0%
Brasil	1.646	1.737	(91)	(5,2%)	371	414	(42)	(10,2%)
Colombia	763	645	118	18,4%	154	184	(30)	(16,3%)
EBITDA Segmento de Distribución	2.439	2.328	111	4,8%	513	594	(81)	(13,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(80)	(106)	26	24,7%	(18)	(18)	-	0,6%
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	3.735	3.749	(13)	0,3%	724	849	(125)	(14,7%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	49	42	8	18,1%	7	(6)	13	(229,1%)
Costos de explotación	(5)	(4)	(1)	28,2%	(1)	-	(1)	n.a.
Gastos de personal	(8)	(5)	(3)	60,7%	(1)	1	(2)	(190,1%)
Otros gastos por naturaleza	(17)	(7)	(10)	145,2%	(3)	1	(4)	(347,6%)
Total Segmento Generación Argentina	20	26	(7)	(25,5%)	3	(3)	6	(185,0%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó un monto de **US\$20 millones** al 31 diciembre 2024, lo que representa una disminución de **US\$7 millones** respecto al ejercicio anterior. Las principales variables que explican esta variación de las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$8 millones** al 31 diciembre 2024, con respecto a igual al ejercicio anterior. Este aumento se explica por: (i) **US\$29 millones** debido a los incrementos de precios otorgados en diversas resoluciones emitidas por el **ENRE**; (ii) **US\$4 millones** por mayores remuneraciones por potencia aportada por **Enel Generación el Chocón** en período de máximo requerimiento térmico; y; (iii) **US\$1 millón** por mayor volumen de venta física (+0,2 TWh), por mejores condiciones hidrológicas. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) menores ingresos por **US\$13 millones** por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, la cual se vio acrecentada por las nuevas políticas económicas establecidas al cierre de 2023, que derivaron en un aumento significativo del tipo de cambio de la moneda local respecto al dólar; (ii) menores ingresos de **US\$8 millones** en volumen de venta de energía (-1,5 TWh), producto de la mantención en Central Dock Sud y su posterior venta con fecha 14 de abril de 2023, y al menor aporte de Enel Generación Costanera (-0,2 TWh), sociedad que fue vendida el 17 de febrero de 2023; y, (iii) **US\$5 millones** de menores ingresos en **Enel Generación El Chocón**, producto de la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias ("NIC 29") en Argentina

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$1 millón** explicado por los **US\$3 millones** de mayores costos variables en **Enel Generación el Chocón** por el aumento de generación física de electricidad y reajustes por inflación, que se compensan con el efecto positivo de **US\$1 millón** en conversión producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$3 millón** y son explicados principalmente por: (i) **US\$4 millones** de ajustes por mayor provision por indemnización a trabajadores producto de la no renovación de la concesión de **Enel Generación el Chocón** y; (ii) mayores reajustes salariales producto de la inflación en Argentina por **US\$3 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) el efecto positivo en conversión de cifras por **US\$2 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y; (ii) disminución de pago de salarios por **US\$2 millones**, principalmente explicados por la enajenación de las Sociedades **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud** en 2023.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$10 millones**, principalmente por los costos de servicios tercerizados y compras de materiales por **US\$15 millones**, producto del incremento en la inflación Argentina. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$4 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense y; (ii) **US\$1 millón** de menores gastos por naturaleza asociados a la salida del grupo de **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud** en los primeros meses del año 2023.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$3 millones**, superiores en **US\$6 millones** a la cifra alcanzada en el período anterior. Este incremento se explica principalmente por: (i) **US\$8 millones** de mayores ingresos por reajustes tarifarios aprobados para las ventas de energía eléctrica de los generadores en Argentina. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$1 millón** por menor volumen de venta física de energía eléctrica (-0,35 TWh); (ii) **US\$1 millón** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; (iii) **US\$3 millón** de mayores costos por servicios tercerizados por mayor nivel de actividad e inflación en Argentina; (iv) **US\$1 millón** de mayores costos de personal por ajustes salariales asociados al proceso inflacionario argentino.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.229	1.098	131	11,9%	361	279	82	29,5%
Costos de explotación	(456)	(366)	(89)	(24,3%)	(179)	(101)	(78)	(77,4%)
Gastos de personal	(17)	(16)	(1)	(7,1%)	(4)	(3)	(1)	(39,2%)
Otros gastos por naturaleza	(114)	(106)	(8)	(7,6%)	(29)	(30)	1	4,1%
Total Segmento Generación Brasil	643	610	33	5,4%	149	145	4	2,7%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$643 millones** al 31 diciembre 2024, lo que representa un incremento de **US\$33 millones** respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$131 millones**, equivalentes a un **11,9%**, en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024 con respecto al año anterior. El incremento se explica principalmente por: (i) **US\$107 millones** de mayores volúmenes de ventas de energía física (+3,5 TWh) comercializadas principalmente por **Enel Trading** y sociedades **EGP** en **Brasil**, por entrada en operación de nuevas unidades de generación; (ii) **US\$87 millones** por mayores precios medios de venta y (iii) **US\$56 millones** de mayores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$96 millones** de efecto negativo por conversión de cifras dada la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense y; (ii) por menores ingresos por **US\$15 millones** reconocidos por **Enel CIEN**, producto de que dicha subsidiaría dejó de operar una concesión vinculada a activos de transmisión a principios del año 2023³.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$89 millones**, o un **24,3%**, durante el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024 comparado con el año anterior, principalmente por; (i) **US\$130 millones** debido a mayores costos en compra de energía y mayor volumen de compra y; (ii) **US\$14 millones** de mayores costos de transporte. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$35 millones** de efecto positivo por conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; y, (ii) **US\$14 millones** de menores costos por ajuste de garantía de riesgo hidrológico y ajuste de bonificación de contratos con proveedores.

Los **gastos de personal** se mantienen prácticamente en línea con los registrados el año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$8 millones** principalmente por; (i) mayores pagos a por seguros contratados en **EGP** en **Brasil** por **US\$13 millones**, e (ii) incremento de mantenimientos preventivos en plantas eólicas principalmente por **US\$6 millones**, los que se ven parcialmente compensados por **US\$11 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al **EBITDA** del cuarto trimestre de 2024 alcanzó los **US\$149 millones**, con un incremento de un incremento de **US\$4 millones** respecto a los alcanzados en el mismo período de año anterior. Las principales variables que inciden se explican por; (i) **US\$187 millones** de mayores ingresos en volúmenes de energía (+0,4 TWh) y precios medios de venta (ii) **US\$56 millones** de mayores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina, y; (iii) **US\$5 millones** de menores costos por ajuste de garantía de riesgo hidrológico y ajuste de bonificación de contratos con proveedores. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos de energía comprada por (i) **US\$209 millones** por mayores volúmenes de compra; (ii) **US\$27 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (iii) **US\$8 millones** de mayores costos por servicios tercerizados, (iv) **US\$3 millones** de mayores costos de transporte y; (v) por menores ingresos de **US\$2 millones** reconocidos por **Enel CIEN**, producto de que dicha subsidiaría dejó de operar una concesión vinculada a activos de transmisión a principios del año 2023.

³ Para mayor información ver nota 5.6 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 diciembre 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.857	1.723	134	7,8%	497	436	61	13,9%
Costos de explotación	(1.195)	(848)	(348)	(41,0%)	(429)	(307)	(122)	(39,9%)
Gastos de personal	(46)	(43)	(3)	(7,1%)	(12)	(11)	(1)	(8,0%)
Otros gastos por naturaleza	(76)	(54)	(22)	(41,1%)	(28)	(18)	(10)	(52,6%)
Total Segmento Generación Colombia	540	779	(239)	(30,7%)	29	101	(72)	(71,6%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$540 millones** durante el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa una disminución de **US\$239 millones** respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación de Enel Colombia Generación** aumentaron en **US\$134 millones** en el ejercicio anual terminado al 31 diciembre 2024, o un **7,8%** respecto a los ingresos reconocidos en el año anterior. Este incremento se explica principalmente por; **(i)** efecto positivo de **US\$107 millones** en conversión de cifras, relacionado con la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y **(ii)** **US\$72 millones** de mayores ingresos por precios medios de venta en el mercado spot. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** **US\$44 millones** por menores ventas físicas de energía eléctrica (**-0,3 TWh**) por peores condiciones hídricas durante el ejercicio 2024 respecto a 2023 y; **(ii)** menores ingresos por **US\$3 millones** por indemnizaciones por siniestros en el período acumulado terminado al 31 diciembre 2024 respecto al mismo período del año anterior.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$348 millones**, equivalentes al **41,0%**, y se explica principalmente por; **(i)** **US\$276 millones** principalmente por aumento en los volúmenes de energía comprada, y; **(ii)** efecto negativo en conversión de cifras por **US\$69 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(iii)** **US\$13 millones** de mayor costo de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$3 millones** principalmente por efecto negativo por conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$22 millones** básicamente por: **(i)** **US\$18 millones** por mayores costos por multas ambientales y; **(ii)** **US\$4 millones** por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre, el EBITDA de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$29 millones**, inferiores en **US\$72 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período trimestre de año anterior. Esta disminución se explica principalmente por; **(i)** **US\$124 millones** producto de mayores compras de energía para cubrir la demanda debido a menor generación respecto del mismo trimestre del año 2023; **(ii)** **US\$23 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y; **(iii)** **US\$4 millones** de mayores costos de transporte. Todo Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** **US\$73 millones** de mayores ingresos por volúmenes físicos de energía vendida; **(ii)** **US\$9 millones** de mayores ingresos en precios medios de venta en el mercado spot.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	díc.-24	díc.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	343	322	21	6,5%	87	88	(1)	(0,9%)
Costos de explotación	(133)	(170)	37	21,9%	(27)	(54)	27	50,4%
Gastos de personal	(14)	(14)	0	0,2%	(4)	(3)	-	(6,3%)
Otros gastos por naturaleza	(22)	(27)	4	15,9%	(7)	-	(7)	n.a.
Total Segmento Generación Centroamérica	174	111	63	56,3%	50	31	19	60,4%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$174 millones** en el período terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa un incremento de **US\$63 millones** respecto al año 2023. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$21 millones** principalmente originados por mayores volúmenes de ventas por **+0,1 TWh** que provienen principalmente de una mayor generación de energía en Panamá, por una optimización del nivel de los embalses por requerimientos del sistema que permitió aprovechar los altos aportes hídricos respecto a 2023, más un incremento de unidades de generación de energía solar.

Los **costos de explotación** se disminuyeron en **US\$37 millones**, explicados principalmente por menores costos en compra de energía en Panamá, por mejores condiciones hídricas respecto del año anterior.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$4 millones**, principalmente por el registro de multas impuestas por el Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") a **PH Chucás** por **US\$2 millones** en el primer semestre de 2023, asociadas a la entrada en operación de la planta del mismo nombre en Costa Rica.

En el cuarto trimestre de 2024, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US\$50 millones**, superiores en **US\$19 millones** a los registrados en mismo trimestre de año anterior, lo que se explica principalmente por **US\$22 millones** de menores compras de energía por parte de **Enel Fortuna** en Panamá producto de la mejora de las condiciones hídricas durante el año 2024 respecto al año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.355	623	732	117,6%	342	(149)	490	(330,1%)
Costos de explotación	(948)	(481)	(467)	97,0%	(251)	131	(382)	(291,0%)
Gastos de personal	(176)	(99)	(77)	77,5%	(48)	5	(53)	n.a.
Otros gastos por naturaleza	(201)	(97)	(105)	108,5%	(55)	9	(64)	n.a.
Total Segmento Distribución Argentina	30	(54)	84	(154,6%)	(12)	(4)	(9)	245,0%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$30 millones** en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa un incremento de **US\$84 millones** respecto al año anterior. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el EBITDA, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$732 millones**, o un **117,6%**, en el ejercicio 2024 respecto a 2023, que se explican fundamentalmente por; (i) mayores ingresos por **US\$1.153 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, con aplicación a partir de febrero de 2024 principalmente. Lo anterior se compensa parcialmente por; (ii) **US\$373 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense y; (iii) **US\$47 millones** por menor venta física en durante el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024 **(-0,5 TWh)**.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$467 millones** fundamentalmente explicados por; (i) **US\$953 millones** de mayores costos en compras de energía, principalmente por incremento en precio de compra; (ii) **US\$46 millones** por mayores costos de transporte y; (iii) **US\$61 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados a las alzas por inflación. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$332 millones** por menores costos en volúmenes de compra física de energía y; (ii) **US\$261 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$77 millones** respecto al año anterior básicamente por **US\$125 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extraordinarias. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$48 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y; (ii) **US\$2 millones** de menores gastos de personal por incremento en capitalización de mano de obra en activos de inversión.

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron en **US\$105 millones** respecto al año anterior básicamente por: **US\$160 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$55 millones** por efecto positivo de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$12 millones**, inferiores en **US\$9 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) **US\$99 millones** de mayores costos en compra de energía por alza en los precios regulados; (ii) **US\$24 millones** de mayores costos de servicios tercerizados por el alza en los precios producto de la inflación; (iii) **US\$24 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; (vi) **US\$14 millones** de mayores costos en servicios asociados al proceso de distribución; (v) **US\$13 millones** de mayores costos por transporte de electricidad; (vi) **US\$9 millones** por menores ingresos por menor volumen de venta física; y (vii) incrementos salariales por **US\$8 millones** producto de la mayor inflación en Argentina. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **US\$184 millones** por mayores ingresos por ventas, principalmente por mejores precios medios de venta producto de reajustes tarifarios establecidos por el ente regulador.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic.-24	dic.-23	Var p.p.	dic.-24	dic.-23	Var
Edesur	17,2%	16,8%	0,3	2,71	2,66	2,1%
Total Segmento Distribución Argentina	17,2%	16,8%	0,3	2,71	2,66	2,1%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	7.059	7.190	(130)	(1,8%)	1.785	1.860	(75)	(4,0%)
Costos de explotación	(4.752)	(4.712)	(40)	0,8%	(1.240)	(1.240)	-	n.a.
Gastos de personal	(178)	(203)	24	(12,0%)	(52)	(58)	6	(9,9%)
Otros gastos por naturaleza	(482)	(537)	55	(10,2%)	(121)	(148)	27	(18,2%)
Total Segmento Distribución Brasil	1.646	1.737	(91)	(5,2%)	371	414	(42)	(10,2%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$1.646 millones** en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa una disminución de **US\$91 millones** respecto al año anterior. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** acumulados al 31 diciembre 2024, en el segmento de distribución de Brasil tuvieron una disminución de **US\$130 millones** equivalente de un **1,8%** respecto a los ingresos registrados en el año anterior. Esta disminución se explica principalmente por: (i) **US\$559 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (ii) menores ingresos por **US\$176 millones** producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil; y; (iii) **US\$7 millones** de menores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$317 millones** de mayores ingresos por incremento de volumen en la venta física de energía (+3,8 TWh); (ii) **US\$200 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12; (iii) mayores ingresos por **US\$44 millones** por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas; (iv) **US\$39 millones** de mayores ingresos por encargos sectoriales; y; (v) **US\$12 millones** de mayores ingresos por actualización de activos financieros reconocidos de acuerdo a CINIIF 12.

Los **costos de explotación** incrementaron en **US\$40 millones**, o un **0,8%**, en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, respecto al mismo período del año anterior, y se explican principalmente por: (i) **US\$200 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; (ii) **US\$142 millones** por mayores compras de energía para cubrir la demanda debido al incremento de ventas físicas; (iii) **US\$62 millones** por mayores costos en volumen de compras de energía ocasionada por la rebaja de los precios spot debido al mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil; (iv) **US\$30 millones** de mayores costos de transporte de energía y; (v) **US\$7 millones** de mayores costos por cortes y reconexiones de líneas eléctricas. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$376 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; y; (ii) **US\$25 millones** de menores costos relacionados al uso compartido de postes.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$24 millones**, principalmente por menores compensaciones al personal respecto al año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron **US\$55 millones** con respecto al año anterior, principalmente como consecuencia de: (i) **US\$37 millones** de menores costos en servicios tercerizados, y; (ii) **US\$38 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$19 millones** de mayores costos mantenimiento y reparación en Enel Distribución Sao Paulo.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US\$371 millones**, inferiores en **US\$42 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) **US\$110 millones** de mayores costos por precios medios de compra de energía eléctrica; (ii) **US\$59 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del real brasileiro frente al dólar estadounidense; y; (iii) **US\$24 millones** de incremento de costos por volúmenes de compra física de energía. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$38 millones** por mayores ingresos por menor actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12; (ii) **US\$35 millones** por mayores ingresos por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, relacionados a mejores condiciones hídricas registradas durante los últimos meses en Brasil; (iii) **US\$34 millones** de mayores ingresos por volumen físico de energía eléctrica vendida (+0,2 TWh); (iv) **US\$26 millones** de menores costos de servicios tercerizados, y; (v) **US\$25 millones** de menores costos de transporte de energía eléctrica.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic.-24	dic.-23	Var p.p.	dic.-24	dic.-23	Var %
Enel Distribución Rio	20,1%	19,7%	0,4	3,1	3,1	1,6%
Enel Distribución Ceará	14,8%	14,7%	0,0	4,3	4,2	1,7%
Enel Distribución Sao Paulo	10,2%	10,3%	(0,1)	8,5	8,4	1,6%
Total Segmento Distribución Brasil	13,1%	13,2%	(0,1)	15,9	15,7	1,7%

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	2.199	2.027	172	8,5%	508	585	(76)	(13,1%)
Costos de explotación	(1.274)	(1.254)	(20)	1,6%	(310)	(363)	52	(14,5%)
Gastos de personal	(37)	(36)	(1)	3,1%	(9)	(10)	1	(10,3%)
Otros gastos por naturaleza	(125)	(92)	(33)	35,6%	(35)	(28)	(7)	25,4%
Total Segmento Distribución Colombia	763	645	118	18,4%	154	184	(30)	(16,3%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$763 millones** en durante 2024, lo que representa un incremento de **US\$118 millones** respecto al año anterior. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$172 millones**, equivalente al **8,5%**, y se explican principalmente por; **(i) US\$127 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, como consecuencia de la apreciación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense.; **(ii) US\$38 millones** de mayores ingresos por precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación y precios spot; y **(iii) US\$8 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados.

Los **costos de explotación** se incrementaron **US\$20 millones**, o un **1,6%**, los que se explican principalmente por; **(i) US\$73 millones** de efecto negativo por conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i); US\$52 millones** de menores costos debido a disminución en los precios medios de compras de energía. y; **(ii) US\$2 millones** de menores costos de transporte

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$1 millón**, principalmente por; **(i) US\$4 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$3 millones** por mayores capitalizaciones de mano de obra a proyectos del activo fijo y; **(ii) US\$1 millón** por ajuste de positivo en cálculos actuariales de beneficios post-empleo de los trabajadores.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$33 millones**, principalmente por; **(i) US\$17 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$6 millones** de mayores actualizaciones de litigios y contingencias y mayores servicios de terceros y; **(iii) US\$1 millón** por mayores costos de compra de materiales e insumos para la operación.

En lo que respecta al cuarto trimestre, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$154 millones**, inferiores en **US\$30 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por **(i) US\$40 millones** de menores volúmenes de venta física y; **(ii) US\$14 millones** de efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el cuarto trimestre de año anterior. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$28 millones** de menores costos por menores precios en compra de energía

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic.-24	dic.-23	Var p.p.	dic.-24	dic.-23	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	3,97	3,87	2,6%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	3,97	3,87	2,6%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

Depreciación, Amortización y Deterioro

A continuación, se muestra por segmento y país de operaciones continuadas, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las subsidiarias del Grupo Enel Américas, por los períodos trimestrales terminados al 31 diciembre 2024 y 2023:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	dic.-24			dic.-23		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	20	(2)	17	26	(14)	12
Brasil	643	(232)	411	610	(164)	446
Colombia	540	(128)	413	779	(216)	563
Centroamérica	174	(61)	113	111	(47)	64
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.377	(423)	954	1.527	(441)	1.086
Distribución:						
Argentina	30	(207)	(178)	(54)	(84)	(138)
Brasil	1.646	(658)	989	1.737	(679)	1.059
Colombia	763	(167)	596	645	(136)	509
Total Segmento de Distribución	2.439	(1.032)	1.407	2.328	(899)	1.429
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(80)	(79)	(160)	(106)	(22)	(128)
Total Consolidado Enel Américas	3.735	(1.534)	2.201	3.749	(1.361)	2.387

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	4T2024			4T2023		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	3	-	2	(3)	9	6
Brasil	149	(87)	61	145	(47)	97
Colombia	29	(69)	(41)	101	(199)	(99)
Centroamérica	50	(20)	30	31	(12)	19
Total Segmento de Generación y Transmisión	230	(177)	53	273	(249)	24
Distribución:						
Argentina	(12)	(68)	(80)	(4)	8	4
Brasil	371	(143)	229	414	(174)	240
Colombia	154	(44)	110	184	(38)	145
Total Segmento de Distribución	513	(255)	258	594	(204)	389
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(18)	(61)	(79)	(18)	(6)	(24)
Total Consolidados Enel Américas	724	(492)	233	849	(460)	390



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

La **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$1.534 millones** por el período terminado al 31 diciembre 2024, aumentando en **US\$173 millones** con respecto al ejercicio anterior.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$1.131 millones** al durante 2024, monto que es **US\$181 millones** mayor al registrado durante 2023 y se explica principalmente por; (i) **US\$151 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; (a) **Argentina** con **US\$92 millones** (b) **Brasil** con **US\$33 millones** y; (c) **Colombia** con **US\$25 millones**; (ii) mayor depreciación por **US\$16 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil y; (iii) **US\$14 millones** de mayor depreciación en las empresas de generación en Argentina, Colombia y Centroamérica.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron **US\$403 millones**, en 2024 registrando una baja de **US\$9 millones** respecto a 2023. Esta disminución se explica principalmente por ajustes relacionados a activos de larga vida de generación y proyectos de soluciones energéticas avanzadas, por **US\$43 millones** según el siguiente detalle; (a) **Enel Colombia** con menores pérdidas por deterioro por **US\$133 millones** asociadas a proyecto renovable, efecto que fue compensado por un mayor pérdida de **US\$33 millones**, explicada por el reverso de deterioro de Central Cartagena realizado en 2023; (b) **EGP Brasil** con mayores pérdidas de deterioro asociado a cartera sobre proyectos de tecnología eólica, solar e híbrida por **US\$42 millones**; (c) **Guatemala** con **US\$10 millones** asociados a proyectos renovables y; (c) **Enel X Brasil** por **US\$7 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) un mayor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros por **US\$50 millones** por la aplicación de NIIF 9 por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada en las compañías de **Edesur**, **EGP Brasil** y **Enel Colombia** principalmente; y (ii) **US\$19 millones** de menores pérdidas por reconocimiento de deterioro de activos financieros en compañías distribuidoras brasileñas por una mejor perspectiva de cobro de sus cuentas por cobrar.

En el cuarto trimestre terminado al 31 diciembre 2024, la **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$492 millones**, aumentando en **US\$32 millones** con respecto del cierre del mismo período del año 2023.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$287 millones** en el cuarto trimestre terminado al 31 diciembre 2024, monto que es **US\$68 millones** mayor al registrado en el mismo período del año anterior; principalmente por; (i) **US\$60 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; países como; (a) **Argentina** por **US\$55 millones**; (b) **Brasil** por **US\$3 millones** y; (c) **Colombia** por **US\$3 millones** y; (ii) mayor depreciación por **US\$5 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil, Colombia y Centroamérica.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron en el cuarto trimestre terminado al 31 diciembre 2024 un monto de **US\$205 millones**, registrando una baja de **US\$36 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por; (a) **Enel Colombia** con menores pérdidas por deterioro por **US\$133 millones** asociadas a proyecto renovable, (b) **US\$42 millones** de mayores activos deteriorados asociado a cartera sobre proyectos de tecnología eólica, solar e híbrida en **EGP Brasil**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **US\$34 millones** por reconocimiento de; (i) **US\$19 millones** de pérdidas por deterioro de activos financieros brasileños en Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Rio, y EGP Brasil debido a peores perspectivas de cobro de sus cuentas por cobrar en contraste al mismo trimestre de año anterior; y; (ii) **US\$21 millones** de mayor reconocimiento de deterioro por activos financieros en **Edesur** por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada, de acuerdo a las directrices de la NIIF 9.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos terminados al 31 diciembre 2024 y 2023:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %	4T2024	4T2023	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	41	49	(8)	(16,5%)	6	1	5	n.a.
Brasil	298	357	(60)	(16,7%)	76	94	(17)	(18,3%)
Colombia	38	61	(23)	(38,0%)	6	13	(7)	(50,5%)
Centroamérica	4	4	0	7,1%	1	1	0	30,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	34	4	31	n.a.	20	2	18	n.a.
Total Ingresos Financieros	452	475	(24)	(5,0%)	117	111	6	5,2%
Gastos Financieros:								
Argentina	(417)	(204)	(213)	104,6%	(155)	33	(188)	n.a.
Brasil	(799)	(1.054)	255	(24,2%)	(179)	(327)	148	(45,2%)
Colombia	(278)	(254)	(24)	9,5%	(62)	(73)	11	(15,2%)
Perú	(4)	(3)	(1)	38,1%	-	-	0	(93,7%)
Centroamérica	(15)	(80)	65	(80,9%)	(4)	(5)	1	(23,8%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(75)	(40)	(34)	84,8%	(9)	(10)	1	(10,1%)
Total Gastos Financieros	(1.588)	(1.635)	47	(2,9%)	(409)	(382)	(27)	7,1%
Diferencias de cambio:								
Argentina	10	100	(90)	(89,8%)	(2)	(1)	(1)	121,5%
Brasil	(85)	25	(110)	n.a.	(9)	22	(31)	(141,3%)
Colombia	-	2	(2)	(106,5%)	2	(6)	7	(132,6%)
Perú	(17)	1	(19)	n.a.	1	0	0	121,0%
Centroamérica	1	0	1	205,1%	2	-	2	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	4	(44)	48	(108,8%)	(7)	3	(10)	(342,9%)
Total Diferencias de Cambio	(87)	85	(172)	(202,5%)	(13)	18	(32)	(173,1%)
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	331	333	(2)	(0,6%)	43	20	23	116,9%
Total Resultado Financiero Enel Américas	(892)	(742)	(151)	20,3%	(263)	(233)	(30)	12,8%
Otras ganancias (pérdidas):								
Argentina	1	(282)	283	(100,3%)	-	2	(2)	(113,8%)
Brasil	1	81	(81)	(99,3%)	(1)	(26)	24	(95,3%)
Colombia	2	5	(3)	(52,5%)	2	2	-	(0,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	1	-	14,6%	1	0	1	327,2%
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	5	(195)	200	(102,6%)	1	(21)	22	(106,3%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Brasil	(1)	-	(1)	n.a.	-	0	(1)	(211,8%)
Colombia	(2)	0	(3)	n.a.	(1)	(1)	(1)	66,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	-	2	n.a.	-	0	-	(106,2%)
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	(2)	-	(2)	371,5%	(2)	-	(2)	n.a.
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	3	(195)	198	(101,6%)	(1)	(22)	21	(97,1%)
Resultado Antes de Impuesto	1.312	1.451	(138)	(9,5%)	(31)	135	(166)	(123,1%)
Impuestos:								
Argentina	80	15	65	n.a.	102	(54)	156	(290,6%)
Brasil	(104)	(255)	151	(59,1%)	68	(36)	104	(290,7%)
Colombia	(275)	(403)	128	(31,9%)	(21)	(67)	46	(69,1%)
Perú	(4)	-	(4)	n.a.	(2)	0	(2)	n.a.
Centroamérica	(33)	(20)	(13)	65,4%	(10)	(4)	(6)	138,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(7)	(9)	2	(23,1%)	5	(1)	6	n.a.
Total Impuesto sobre Sociedades	(344)	(673)	329	(48,9%)	142	(162)	304	(188,1%)
Resultado después de impuestos	969	778	191	24,5%	111	(27)	138	n.a.
Resultado de operaciones discontinuadas	1.893	395	1.498	379,2%	5	113	(108)	(95,9%)
Resultado del Período	2.861	1.173	191	144,0%	116	86	30	34,5%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	2.589	864	1.725	199,6%	124	82	42	51,6%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	272	308	(36)	(11,6%)	(8)	5	(12)	(268,8%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida** de **US\$892 millones** en ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa una mayor pérdida de **US\$151 millones** respecto a la registrada durante el año 2023. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Menores **ingresos financieros** por **US\$24 millones**, principalmente explicados en Brasil por; (i) **US\$27 millones** de menores ingresos financieros por menores cobros de intereses a clientes; (iii) menores ingresos financieros reconocidos por **US\$23 millones** debido a reajustes registrados en el primer trimestre de 2023 asociados a la cuenta por cobrar originada en la venta de **Enel Distribución Goiás**; y, (iii) **US\$13 millones** de menores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$25 millones** por mayores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar (ii) mayores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$19 millones**; y (iii) **US\$3 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios, por la menor inflación registrada en dicho país en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, respecto al 2023.

En el cuarto trimestre de 2024 los ingresos financieros aumentaron en **US\$6 millones** en comparación al periodo anterior. Lo anterior se explica principalmente por; (i) **US\$24 millones** de mayores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$8 millones** por menores cobros de intereses a clientes (ii) menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$7 millones**; (iii) **US\$2 millones** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil, por la menor inflación registrada en dicho país en el cuarto trimestre respecto al periodo anterior.

(b) Menores **gastos financieros** por **US\$47 millones** explicados principalmente por; (i) **US\$152 millones** en gran parte de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (ii) **US\$83 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en Brasil; (ii) **US\$62 millones** de menores pérdidas por activos financieros asociados a la planta Chucás en Costa Rica, registrados en 2023; y (iii) **US\$34 millones** de menor gasto incurrido por transacciones con compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) **US\$169 millones** por mayores intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** y otros acreedores en Argentina. (ii) **US\$56 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios, originados principalmente por el incremento de deuda originado en **Enel Colombia** y en Brasil en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Cachoeira Dourada** (iii) **US\$24 millones** por mayores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (iii) **US\$12 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil; y, (iv) **US\$16 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones.

En el cuarto trimestre los gastos financieros tuvieron un aumento de **US\$27 millones** explicada principalmente por; (i) **US\$158 millones** de mayores gastos financieros asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** y otros acreedores en Argentina; (ii) **US\$33 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$121 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (ii) **US\$22 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la Compañía en Brasil; (iii) **US\$14 millones** de menor gasto incurrido entre compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; y, (iv) **US\$4 millones** de menores gastos financieros por préstamos bancarios principalmente en **Enel Colombia** y en **Brasil**; y, (vi) **US\$7 millón** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios.

(c) Los resultados por reajustes disminuyen en **US\$2 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre.

En el cuarto trimestre de 2024, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó un aumento de **US\$23 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(d) Pérdidas por **diferencias de cambio** evidencian un mayor gastos de **US\$172 millones** al comparar con año 2023, debido principalmente a; (i) **US\$116 millones** en **Enel Brasil** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y (ii) mayor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$83 millones**, principalmente las cuales incluyen el efecto de cuentas por pagar expuesta a un proceso de devaluación del peso argentino. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$31 millones** por menor actualizaciones sobre impuestos en Brasil.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

En el cuarto trimestre de 2024, las **diferencias de cambio** generaron una pérdida por **US\$32 millones**, respecto a igual periodo del año anterior explicada principalmente por; (i) **US\$34 millones** en **Enel Brasil** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y (ii) menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$30 millones**, producto de cuentas por pagar expuesta a un proceso de devaluación del peso argentino.. Estos efectos fueron parcialmente compensados parcialmente; por **US\$24 millones** en Enel Américas, por diferencia de cambio positiva asociada a dividendos de subsidiarias extranjeras y sobre efectivo y equivalentes de efectivo

Las **otras ganancias (pérdidas)** registran un mayor ingreso de **US\$200 millones** durante el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024 en contraste con año anterior, que se explica principalmente por; (i) **US\$281 millones** de pérdidas registradas en 2023 por la venta de compañías argentinas, **Enel Generación Costanera y Central Docksud**; (ii) **US\$26 millones** de pérdidas registradas en 2023 en la venta de compañía en Brasil, **Enel Distribución Goiás**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$107 millones** de utilidad reconocida en 2023 por indemnización recibida por el término del contrato de concesión vinculado a las líneas de transmisión que gestionaba **Enel CIEN** en Brasil.

En el cuarto trimestre de 2024 las **otras ganancias (pérdidas)** registran menor pérdida de **US\$22 millones**, explicado por **US\$26 millones** de pérdidas registradas en 2023 en la venta de **Enel Distribución Goiás** en Brasil.

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US\$344 millones** en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa un menor gasto impositivo de **US\$329 millones** respecto del año 2023. Esta disminución se explica principalmente por; (i) **US\$115 millones** de menores impuestos por la disminución de resultados en las sociedades de Colombia; (ii) **US\$100 millones** por menor gasto de impuesto por reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores en **Enel Distribución Río** en Brasil, (iii) **US\$41 millones** de menor gasto por impuestos este ejercicio, producto del registro en el primer trimestre de 2023 por menor indemnización asociada al término del contrato de concesión de **Enel CIEN** en Brasil; (iv) menores impuestos por **US\$32 millones** en **Edesur**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (v) menores impuestos por **US\$29 millones** en **Enel Generación el Chocón**, también asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (vi) menor impuesto por **US\$11 millones** por la parte restante de compañías brasileñas exceptuando las ya descritas; y (vii) menores gastos por **US\$4 millones** por los impuestos registrados en el primer trimestre de 2023 en las sociedades **Enel Generación Costanera, Central Dock Sud**, en Argentina, dado que dichas sociedades fueron vendidas durante el primer semestre del año 2023.

El **impuesto a las ganancias** en el cuarto trimestre de 2024 tuvo un menor gasto de **US\$304 millones** respecto al mismo período del año anterior el cual se explica principalmente por; (i) **US\$43 millones** de menores impuestos por menores resultados en las sociedades de (a) **Enel Distribución Río** en Brasil por **US\$100 millones** por menor gasto de impuesto por reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores, y (b) Colombia por **US\$40 millones**, (ii) menores impuestos por **US\$50 millones** en **Enel Argentina, Hidroinvest, Enel Generación y Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (iii) menores impuestos por **US\$112 millones** en **Edesur** debido a mayor pérdida tributaria, como así también las actualizaciones de activos netos por hiperinflación; y, (iv) mayor impuesto **US\$1 millón** por la parte restante de compañías brasileñas exceptuando la ya descrita.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** alcanzó los **US\$1.893 millones** al 31 diciembre 2024, lo que representa un incremento **US\$1.498 millones** respecto al año anterior. El fuerte incremento experimentado por las ganancias de operaciones discontinuadas se originan principalmente por la utilidad de **US\$1.712 millones**, obtenida en la venta de las principales sociedades de operación de generación y distribución en ocurridas en mayo y junio de 2024, respectivamente. Lo anterior se compensa con **US\$215 millones** de menores resultados en operaciones discontinuadas, debido que en el año 2023 los resultados de dichas compañías se consolidaron solo por doce meses y en el año 2024 se consolidaron hasta el momento que se concretó la venta de dichos negocios, vale decir solo hasta mayo y junio de 2024.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** alcanzó los **US\$5 millones** durante el cuarto trimestre terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa una disminución **US\$108 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a **US\$108 millones** de menores resultados en operaciones discontinuadas en los segmentos de generación y distribución en Perú, debido que en el año 2023 los resultados de de las principales sociedades de generación y distribución se consolidaron solo por doce meses y en el año 2024 se consolidaron hasta el momento que se concretó la venta de dichos negocios, vale decir solo hasta mayo y junio de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %
Activos Corrientes	7.419	10.319	(2.900)	(28,1%)
Activos No Corrientes	24.065	26.535	(2.470)	(9,3%)
Total Activos	31.484	36.855	(5.371)	(14,6%)

El total de activos de Enel Américas al 31 diciembre 2024 se redujeron en **US\$5.371 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2023, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Activos Corrientes** presentan una baja de **US\$2.900 millones**, equivalente a un **28,1%**, principalmente explicado por:
 - El incremento del **efectivo y efectivo equivalente** por **US\$1.576 millones**, compuesto principalmente por:
 - (1) Ingreso neto de flujos operacionales por **US\$2.438 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros; (2) Entrada neta de flujos por actividades de inversión por **US\$2.356 millones**, que corresponden a ingresos de flujo de efectivo por: (i) recaudación procedente de la pérdida de control de subsidiarias peruanas Enel Generación Perú, Veracruz, Enel Distribución Perú y Enel X Perú por **US\$4.377 millones**; (ii) recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$943 millones**; y, (iii) ingresos procedentes de instrumentos derivados por **US\$53 millones**. Estos ingresos de efectivo por actividades de inversión fueron compensados por: (i) incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$1.193 millones**; (ii) erogaciones en inversiones a más de 90 días por **US\$877 millones**; (ii) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$971 millones**; y, (iii) pagos procedentes de instrumentos derivados por **US\$11 millones**; (iv) otras partidas por utilización de efectivo por otros conceptos de actividades de inversión por **US\$8 millones**. (3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento por **US\$3.041 millones** que se relacionan con obtenciones relacionadas con: (i) desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US\$2.454 millones**; (ii) desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US\$1.742 millones**; (iii) **US\$738 millones** por desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados; (iv) **US\$458 millones** de dividendos pagados; y, (v) erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US\$65 millones**. Las anteriores obtenciones de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por ingresos de fondos relacionados con: (i) recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US\$1.168 millones**; (ii) **US\$1.241 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US\$698 millones** de vencimientos de corto plazo y **US\$543 millones** restante con vencimiento en el largo plazo; y, (iii) otras entradas de financiamiento por **US\$7 millones**. (4) Disminución de **US\$337 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, con la variación negativa de **US\$6 millones** de activos disponibles para la venta al inicio y al final del período reportado, e; (5) Incremento de **US\$166 millones** por la variación de efectivo y equivalente de efectivo asociado a disponibles para la venta.
 - Incremento de **otros activos financieros corrientes** por **US\$110 millones**, que se explican principalmente por instrumentos financieros con cambios en resultados, destacando en **Enel Brasil** por **US\$112 millones**, **Enel Generación Chocón** por **US\$22 millones**, y **Enel Américas** por **US\$1 millón**, los que se compensan parcialmente por disminución en el mismo ítem de **Enel X Brasil** por **US\$22 millones**, y **Edesur** con **US\$4 millones**.
 - Disminución de **otros activos no financieros corrientes** por **US\$336 millones**, que se explican por (i) **US\$307 millones** de impuestos Pis/Cofins en las sociedades de distribución en Brasil, (ii) **US\$39 millones** de gastos en servicios de investigación y desarrollo, y (iii) **US\$1 millón** de disminución en otros activos no financieros corrientes. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por incremento de: (i) **US\$5 millones** de gastos pagados por anticipado, y (ii) **US\$3 millones** de aumento en obligaciones por impuestos de retención.
 - Disminución de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$357 millones**, que se explica principalmente por efecto negativo de conversión por (i) **US\$590 millones** producto de la devaluación experimentada por el real brasileiro, el peso argentino, y peso colombiano con respecto al dólar estadounidense respecto al período anterior; y, (ii) **US\$93 millones** de menores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Colombia** Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$202 millones** de mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en **Edesur**; y (ii) aumento de volumen y precios medios de venta en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$130 millones**.
 - Disminución de **inventarios** por **US\$53 millones**, básicamente por efecto negativo de conversión en sociedades de distribución de Brasil ante la devaluación experimentada por el real brasileiro frente al dólar estadounidense durante al 31 diciembre 2024.
 - Incremento de **impuestos corrientes** por **US\$136 millones**, originada por: (i) **US\$66 millones** por aumento de pagos



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

provisionales de impuesto a la renta en **Enel Perú** por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**; y **(ii) US\$56 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en países **Brasil y Colombia**, y **(iii) US\$8 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Enel Generación Piura**.

- Disminución de **activos disponibles para la venta**⁴ por **US\$3.974 millones**, se origina principalmente por la variación de saldos de activos de las sociedades peruanas clasificadas como disponibles para la venta y vendidas en el segundo trimestre de 2024.
- > Disminución de los **Activos no Corrientes** por **US\$2.470 millones**, equivalente a un **9,3%** principalmente por:
 - Disminución de **otros activos financieros no corrientes** por **US\$496 millones**, principalmente explicado por: **(iii) US\$980 millones**, debido al efecto negativo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense, que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF 12 en las sociedades de distribución brasileñas al 31 diciembre 2024. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$484 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Disminución de **otros activos no financieros no corrientes** por **US\$226 millones**, que se explica principalmente por: **(i)** menores impuestos por recuperar de **PIS y COFINS** por **US\$214 millones**, **(ii)** menores depósitos judiciales **US\$35 millones**; y, **(iii)** menores impuestos al valor agregado por cobrar por **US\$19 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$31 millones** por mayores activos en construcción generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil; y, **(ii)** mayores otros conceptos varios por **US\$12 millones**.
 - Disminución de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por **US\$208 millones**, que se corresponden principalmente a traspasos al corto plazo de cuentas comerciales, de acuerdo a; y **(i) US\$115 millones** de disminución en compañías distribuidoras brasileñas **Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará**; **(ii) Enel X Brasil** con **US\$58 millones**, y, **(ii) US\$28 millones** en **Enel Generación Chocón**.
 - Disminución de **activos intangibles distintos de la plusvalía** por **US\$934 millones** compuesto principalmente por: **(i)** aumento por reconocimiento de nuevos intangibles por **US\$480 millones**, fundamentalmente en el negocio de distribución en Brasil; **(ii)** disminución por **US\$739 millones** relacionados con el efecto de conversión de las distintas monedas funcionales en que opera la compañía; **(iii)** disminución por amortización del ejercicio por **US\$579 millones**; **(iv)** mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$70 millones**; **(v)** disminución por constitución de deterioros por **US\$42 millones** principalmente de proyectos de energía renovable en **EGP Brasil**, **(vi)** disminución por retiros por **US\$11 millones**; y, **(vii)** disminución de otros movimientos por **US\$114 millones**.
 - Disminución de **plusvalía** por **US\$280 millones** explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Disminución de **propiedades, plantas y equipos** por **US\$108 millones** compuesto principalmente por: **(i)** aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por **US\$1.101 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; **(ii)** disminución por **US\$2.189 millones** relacionados con el efecto de conversión; **(iii)** disminución por depreciación del ejercicio por **US\$538 millones**; **(iv)** deterioros realizados por **US\$23 millones**; **(v)** retiros de servicios por **US\$29 millones**. **(vi)** mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$1.349 millones**. **(vii)** aumento por otros movimientos por **US\$220 millones**.
 - Disminución de **activos por impuestos diferidos** por **US\$235 millones**, explicado principalmente por efecto negativo de conversión en sociedades brasileñas producto de la devaluación experimentada por el real brasileiro respecto del dólar estadounidense.

⁴ Para mayor información ver Nota N° 5.1 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 diciembre 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.115	9.728	(2.613)	(26,9%)
Pasivo No Corriente	7.962	10.106	(2.144)	(21,2%)
Patrimonio Total	16.407	17.021	(614)	(3,6%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	14.130	14.505	(375)	(2,6%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.277	2.516	(239)	(9,5%)
Total Patrimonio y Pasivos	31.484	36.855	(5.371)	(14,6%)

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 31 diciembre 2024 disminuyó en **US\$5.371 millones** respecto de diciembre 2023, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Pasivos Corrientes** disminuyen en **US\$2.613 millones**, equivalentes a un **26,9%** explicado principalmente por:
 - Disminución de **otros pasivos financieros corrientes** por **US\$732 millones** principalmente por: (i) el pago de obligaciones bancarias y obligaciones con el público de compañías brasileñas, tales como; **Enel Distribución Ceará** por **US\$224 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$156 millones**, **Enel Brasil** por **US\$142 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$73 millones**; **EGP Volta Grande** por **US\$35 millones** y (ii) pago de obligaciones bancarias por **Enel Colombia** por **US\$100 millones**.
 - Aumento de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US\$9 millones**, explicado principalmente por; (i) aumento de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo, compra de energía y otros servicios por **US\$132 millones**; (ii) incremento de **US\$94 millones** de dividendos por pagar a terceros, (iii) de mayores cuentas por pagar al personal por **US\$75 millones**; (iii) de mayores cuentas por pagar a **CAMMESA** por **US\$30 millones**; e, (iii) incremento de otras cuentas por pagar por **US\$7 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$124 millones** de menores pasivos por compras de energía; (ii) **US\$109 millones** de menores cuentas por pagar por PIS/COFINS en sociedades de distribución en Brasil; y, (iii) **US\$86 millones** de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil, y, (iv) **US\$15 millones** de disminución de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US\$574 millones**, principalmente por; (i) disminución de las cuentas por pagar con **EFI** debido a pagos efectuados por **US\$931 millones**; y (ii) **US\$77 millones** de disminución de cuentas por pagar con sociedades relacionadas con la matriz que prestan servicios técnicos e informáticos a las subsidiarias de **Enel Américas**; entre las que destacan; (1) **US\$52 millones** de incremento de cuentas por pagar con **Enel Grids**; (2) **US\$134 millones** de disminución en cuentas por pagar con **Enel S.p.A.**; (3) **US\$8 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Global Services S.p.A.**; y (4) **US\$4 millones** de disminución en cuentas por pagar con **Enel Green Power S.p.A.**. Lo anterior fue parcialmente compensado por incremento en dividendos por pagar a la matriz **ENEL S.p.A.** por **US\$422 millones**.
 - Disminución de **otras provisiones corrientes** por **US\$9 millones**, principalmente explicada por; (i) menores provisiones varias por **US\$10 millones**; (ii) menores provisiones por obligaciones medioambientales de la subsidiaria **Enel Colombia S.A.** por **US\$4 millones**; y, (iii) menores provisiones de impuestos de **US\$4 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores provisiones por reclamaciones legales **US\$10 millones**.
 - Aumento de **pasivos por impuestos corrientes** por **US\$549 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$643 millones** de mayor provisión de impuesto renta por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$94 millones** de menor provisión de impuestos en (i) Colombia de **US\$77 millones** y (ii) Generación Argentina de **US\$17 millones**.
 - Disminución de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US\$32 millones**, básicamente originados por disminución en impuesto al valor agregado débito fiscal a pagar y otros impuestos de retención.
 - Disminución de **pasivos disponibles para la venta** por **US\$1.829 millones** se origina principalmente por la variación de saldos de activos de las sociedades peruanas clasificadas como disponibles para la venta a diciembre 2023 y ventas el segundo trimestre del presente año.
- > Los **Pasivos No Corrientes** disminuyeron en **US\$2.144 millones**, equivalente a un **21,2%**, y se explica principalmente por:
 - Disminución de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US\$857 millones**, fundamentalmente explicado por; (i) traspasos de obligaciones bancarias y obligaciones con el público al pasivo corriente por **US\$488 millones** en las subsidiarias de Brasil y Colombia principalmente. y; (ii) efecto negativo en conversión de cifras en subsidiarias brasileñas por **US\$371 millones** por devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2024.
 - Disminución de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes** por **US\$357 millones** explicada; por, (i) **US\$456 millones** de disminución de créditos Pis/Cofins a pagar por cuenta de terceros de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (ii) **US\$72 millones** de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; y, (iii) **US\$18 millones** de menores cuentas varias por pagar. Lo anterior, fue

parcialmente compensado por un incremento por US\$189 millones asociado a la renegociación que sostuvo Edesur con CAMMESA en Argentina; regularizando las deudas pendientes entre las partes y situando su liquidación en los pasivos no corrientes.

- Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes** por **US\$262 millones**, explicada por pagos de **US\$261 millones** de las subsidiarias brasileras a **EFI**.
- Disminución de **otras provisiones no corrientes** por **US\$37 millones**, principalmente explicada por; (i) menores provisiones por reclamaciones legales por **US\$82 millones** y, (ii) menores provisiones de impuestos de **US\$73 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) US\$97 millones de mayores provisiones relacionadas al medio ambiente; y, (ii) US\$27 millones de mayores provisiones varias.
- Aumento de **pasivo por impuestos diferidos** por **US\$154 millones** se relacionan con incremento neto de impuestos diferidos por actualización por hiperinflación en subsidiaria argentina **Edesur**.
- Disminución en las **provisiones por beneficios a los empleados no corrientes (obligaciones por beneficios post-empleo)** por **US\$733 millones** que se explican por; (i) disminución por actualización de supuestos de variables actuariales en las sociedades de Brasil por **US\$484 millones**; (ii) **US\$435 millones** de menores aportes en el período (iii) disminución de **US\$271 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasiler respecto al dólar estadounidense; (iv) **US\$26 millones** de disminución por beneficios pagados en el período; y (v) **US\$25 millones** de disminución en el rendimiento de los activos del plan. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$277 millones** de pérdidas en rendimiento de los activos del plan; (ii) **US\$124 millones** de aumento por devengamiento de intereses; (iii) **US\$58 millones** por aumento por cambios en el límite de activos; y, (iv) **US\$49 millones** por aumento en el financiamiento mínimo requerido de acuerdo a CINIIF 14.
- Disminución de **otros pasivos no financieros no corrientes** por **US\$65 millones** se relacionan con menores ingresos diferidos debido a cesiones de créditos en 2023 en **Edesur** por **US\$61 millones**.

> El **Patrimonio total** disminuyó en **US\$614 millones**, explicado por:

- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** disminuyó en **US\$375 millones** principalmente por aumento de; (i) aumento por la utilidad del período por **US\$2.589 millones** y; (ii) disminución de otras reservas por **US\$2.187 millones**, principalmente por; (a) mayores diferencias de conversión negativas por **US\$3.050 millones**; (b) incremento de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio por **US\$85 millones**; (c) reservas positivas por **US\$646 millones**, por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina; (d) incremento por actualización de cálculos actuariales por beneficios a los empleados por **US\$72 millones** y; (e) **US\$60 millones** correspondiente a traspaso a resultado de diferencias de conversión positivas acumuladas en patrimonio, relacionado con la venta de las compañías de peruanas **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú**.
- Las **participaciones no controladoras** disminuyeron en **US\$239 millones** y se explican principalmente por; (i) disminución por declaración de dividendos por; **US\$204 millones**; (ii) disminución de otras reservas varias por **US\$257 millones**, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina y; (iii) disminución de otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión por **US\$50 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por aumento por la utilidad del período por **US\$272 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,04	1,06	(0,02)	(1,7%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,04	1,00	0,04	4,3%
	Capital de Trabajo	MMUS\$	304	592	(288)	(48,6%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,92	1,17	(0,25)	(21,1%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	47,2%	49,0%	(1,9) p.p.	-
	Deuda Largo Plazo (5)	%	52,8%	51,0%	1,9 p.p.	-
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,78	3,08	(0,30)	(9,7%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	15,8%	18,5%	(2,7) p.p.	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	17,1%	6,3%	10,8 p.p.	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	8,0%	3,3%	4,7 p.p.	-

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.
(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.
(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por los doce meses móviles al 31 diciembre 2024 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio y al fin del período.
(8) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por los doce meses móviles a al 31 diciembre 2024 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 31 diciembre 2024 alcanzó **1,04 veces**, inferior en un **1,7%** respecto al indicador al 31 diciembre de 2023. Esta variación se origina principalmente por mayores efectos de la devaluación de las distintas monedas en que opera la compañía, respecto del dólar estadounidense, como también a la venta de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** la que a su vez que generó un aumento de caja, por **US\$4.377 millones**.
- La **razón ácida** al 31 diciembre 2024 alcanzó **1,04 veces**, superior en un **4,3%** respecto al indicador al 31 de diciembre de 2023, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente.
- El **capital de trabajo** al 31 diciembre 2024 asciende a **US\$304 millones** lo que representa una disminución de **US\$288 millones** respecto a diciembre de 2023. Dicha variación se explica principalmente por la venta de compañías peruanas indicada anteriormente. Resultando tambine en que el mayor flujo recibido ha sido utilizada principalmente para reducir la deuda financiera de la Compañía..
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,92 veces** inferior en un **21,1%** al valor presentado al 31 de diciembre de 2023. Dicha variación se origina por una menor posición de pasivos corrientes y no corrientes debido a la venta de las compañías peruanas principalmente, junto con un mayor patrimonio originado en el reconocimiento de utilidades por **US\$2.861 millones** durante el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024.
- La **cobertura de costos financieros** por el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024 fue de **2,78 veces**, lo cual representa una disminución de **9,7%** comparado con el mismo período del año anterior, principalmente a una disminución del EBITDA por mejores resultados en los negocios de distribución en Colombia y Argentina, y en el negocio de generación en Brasil, el cual se vio beneficiado por una mayor capacidad renovable.
- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **17,1%** al 31 diciembre 2024, lo que se compara positivamente con una rentabilidad positiva de **6,3%** registrado en el mismo período del año anterior. Este mejora se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un **8,0%** al 31 diciembre 2024, lo que representa un incremento de **4,7 p.p.** respecto al **3,3%** presentado comparando 2023. Este mejora también se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

Principales flujos de efectivo:

El flujo de efectivo neto del ejercicio fue un monto positivo de US\$1.753 millones por el período terminado al 31 diciembre 2024, lo que representa un aumento de US\$1.385 millones con respecto al mismo período del año anterior.

Las principales variaciones por flujos, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	dic.-24	dic.-23	Variación	Var %
Flujo de la Operación	2.438	2.539	(101)	(4,0%)
Flujo de Inversión	2.356	(1.297)	3.653	(281,6%)
Flujo de Financiamiento	(3.041)	(874)	(2.167)	247,9%
Flujo neto del período	1.753	368	1.385	376,4%

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US\$2.438 millones** en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024, representando una disminución de un **4,0%**, equivalentes a **US\$101 millones** con respecto al mismo período reportado al año anterior. La variación neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por; (i) **US\$1.733 millones** de menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; y, (ii) **US\$30 millones** de menores pagos en impuestos; y (iii) mayores cobros de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias por **US\$ 6 millones**.

Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$1.261 millones** de menores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; (ii) **US\$307 millones** mayores pagos de pagos por otras actividades de operación; (iii) **US\$223 millones** de mayores pagos a y por cuenta de los empleados; (v) **US\$50 millones** de menores cobros de otras actividades de la operación; y, (vi) **US\$29 millones** de mayores pagos correspondiente a otras entradas de efectivo.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una mayor recaudación de flujos de **US\$3.653 millones** al 31 diciembre 2024, al compararlo con el mismo período del año anterior, que se explica principalmente por; (i) **US\$4.165 millones** de mayores recaudaciones procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios, básicamente por las ventas de **Enel Generación Perú, Veracruz, Enel Distribución Perú y Enel X Perú**; (ii) **US\$844 millones** por menores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; (iii) **US\$467 millones** por mayores cobros en la venta de inversiones a más de 90 días; (iv) **US\$115 millones** de menores pagos relacionados a instrumentos derivados; y, (v) **US\$34 millones** de mayores cobros relacionados a instrumentos derivados.

Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por; (i) menores recaudaciones por **US\$1.422 millones** por el cobro efectuado en el primer semestre de 2023 de préstamos concedidos a **Enel Distribución Goiás**, otorgados por Enel Brasil antes de la venta de la citada sociedad de distribución en Brasil (ii) **US\$377 millones** por mayores pagos en la compra de inversiones a más de 90 días; (ii) **US\$179 millones** de menores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo, dado que en el primer trimestre de 2023 se recibió la indemnización vinculada al término del contrato de concesión e **Enel CIEN** en Brasil;

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un mayor egreso de efectivo por **US\$2.167 millones** en el ejercicio terminado al 31 diciembre 2024 comparado con el mismo período del año anterior, originados principalmente por; (i) **US\$1.556 millones** de mayores pagos de préstamos a empresas relacionadas; (ii) **US\$1.239 millones** de mayores pagos de créditos bancarios y financiamiento con bonos; (iii) **US\$97 millones** de mayores pagos de dividendos; y, (iv) **US\$15 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos.

Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$349 millones** de mayores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; (ii) **US\$227 millones** de menores pagos por reembolsos de préstamos bancarios y obligaciones con el público; (iii) **US\$119 millones** de menores pagos por pago e intereses; y (iv) **US\$40 millones** de menores pagos netos por otras actividades de financiamiento.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos terminados al 31 diciembre 2024 y 2023.

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)					
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos, y Activos Intangibles			Depreciaciones y amortizaciones		
	dic.-24	dic.-23	Var %	dic.-24	dic.-23	Var %
Enel Generación Chocón S.A.	-	-	n.a.	1	12	(91,7%)
Enel Generación Costanera S.A.	-	-	n.a.	-	1	(100,0%)
Enel Colombia Segmento de Generación	232	294	(21,1%)	76	66	15,2%
Enel Generación Perú S.A.	41	77	(46,6%)	-	-	n.a.
Chinango	2	6	(67,3%)	-	-	n.a.
EGP Cachoeira Dourada S.A.	2	3	(26,8%)	12	12	(0,3%)
EGP Volta Grande	2	3	(26,8%)	1	-	n.a.
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	391	328	19,4%	213	209	1,9%
Edesur S.A.	144	64	126,2%	164	72	128,1%
Enel Distribución Perú S.A.	68	177	(61,5%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	234	235	(0,4%)	150	133	13,0%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	302	315	(4,2%)	115	104	11,0%
Enel Colombia Segmento de Distribución	297	331	(10,2%)	151	125	20,8%
Central Dock Sud S.A.	-	2	(100,0%)	-	1	(100,0%)
Enel Generación Piura S.A.	3	8	(60,3%)	-	-	n.a.
Enel X Brasil	9	69	(87,0%)	11	5	124,2%
Enel Green Power Brasil	404	1.002	(59,7%)	188	156	20,7%
Enel Green Power Perú	-	65	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Green Power Centroamérica	33	28	18,2%	49	47	4,6%
Total	2.164	3.005	(28,0%)	1.131	949	19,1%

(*) Incluye activos intangibles por concesiones



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS S.A.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

- > Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- > La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- > Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo.

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Américas está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Américas.

En relación con la línea de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en febrero de 2024 y con vencimiento en febrero de 2027, su pago anticipado podría darse lugar tras el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, esta línea de crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

Respecto de los bonos Yankee emitidos en el año 2016, con vencimiento en el año 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado obligatorio debido al no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna Subsidiaria Significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas. Mientras que para el caso específico del bono Yankee emitido en el año 1996, con vencimiento en el año 2026, el pago anticipado se desencadena sólo por el incumplimiento de pago de deuda individual por un monto de US\$30 millones, o su equivalente en otras monedas, por parte del Emisor o Deudor, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras.

No hay cláusulas en los contratos de crédito por las cuales cambios en la clasificación de riesgo corporativa o de la deuda de Enel Américas, por las agencias clasificadoras de riesgo, produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

POLITICA 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 37 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.

Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

1.1 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 31.12.2024 %	al 31.12.2023 %
Tasa de interés fija	24%	20%

Esta razón considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

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.

Como es de conocimiento público, la tasa LIBOR en dólares estadounidenses ("Libor") fue descontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. En junio 2023, el Grupo Enel Américas finalizó exitosamente la transición de Libor-SOFR del 100% de sus contratos financieros, en línea con los estándares de mercado.

1.2 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 2024, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

1.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría estar 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 cierre de diciembre 2024.

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 2024, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía destinadas a la cobertura del portafolio de contratación.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

1.4 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 diciembre 2024, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de US\$ 3.076 millones en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.100 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de US\$1.500 millones en efectivo y otros medios equivalentes.

1.5 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).

1.6 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:



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DICIEMBRE 2024

- 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 US\$387 millones.

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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DICIEMBRE 2024

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

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. Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable 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 oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e) de los Estados 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.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.