



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En el segundo trimestre de 2025 los ingresos alcanzaron US\$3.491 millones, lo que representa un incremento de 3,4% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por un alza en ingresos en Brasil y Argentina, parcialmente compensado por menores ingresos en Colombia y devaluación del tipo de cambio en Argentina, Brasil y Colombia.
- Acumulado a junio, los ingresos llegaron a US\$6.788 millones, lo que representa un incremento de un 0,6% respecto a 2024, explicado por mayores ingresos en Argentina en el negocio de distribución, parcialmente compensado por menores ingresos en Brasil y Colombia producto de la devaluación del real brasileño y peso colombiano respectivamente.
- El EBITDA en el segundo trimestre del año alcanzó US\$1.061 millones, lo que representa un aumento de un 6,7% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Argentina, vinculados a la revisión tarifaria en Edesur y al acuerdo de regularización de deuda con CAMMESA, y Centroamérica, por menores costos de compra de energía. Esto es parcialmente compensado por un menor resultado en Brasil, producto de la devaluación del real brasileño y mayores costos de compra de energía. Aislado el impacto negativo de US\$102 millones producto del tipo de cambio, llegamos a que el EBITDA hubiese crecido un 17% respecto al mismo período del año anterior.
- A nivel acumulado, el EBITDA llegó a los US\$2.077 millones, un 0,2% más respecto al mismo periodo del año anterior. Esto es explicado por un aumento en los resultados de Argentina, Colombia y Centroamérica, parcialmente compensado por menores resultados en Brasil y efecto tipo de cambio por la devaluación de las monedas en los países en que operamos. Aislado el impacto negativo de US\$228 millones producto del tipo de cambio, llegamos a que el EBITDA hubiese crecido un 11% respecto al mismo período del año anterior.

EBITDA OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)

País	Acumulado			Trimestral		
	jun.-25	jun.-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Argentina	169	32	n.a.	138	27	n.a.
Brasil	1.012	1.200	(15,7%)	502	564	(10,9%)
Colombia	788	785	0,4%	373	392	(4,7%)
EGP Centroamérica	100	64	55,8%	44	17	162,5%
Enel Américas (*)	2.077	2.072	0,2%	1.061	995	6,7%

(*) Incluye Holding, Eliminaciones y Otros

- El Resultado de Explotación (EBIT) del segundo trimestre de 2025 alcanzó los US\$657 millones, lo que representa un aumento de un 2,4% respecto al segundo trimestre de 2024, producto del mayor EBITDA y parcialmente compensado por la mayor depreciación y amortización en el período. A nivel acumulado, el EBIT disminuyó un 4,4% llegando a US\$1.311 millones.
- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US\$187 millones en el segundo trimestre de 2025, mostrando una disminución significativa de 90,3% respecto a los US\$1.931 millones registrados en el segundo trimestre de 2024. Esto se explica por la contribución de las operaciones de distribución y generación en Perú, cuya venta se concretó en mayo y junio de 2024 respectivamente. En términos acumulados, el Resultado Neto alcanzó US\$432 millones, equivalente a una disminución de un 81,1% también explicada por la venta de activos en Perú.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

- La deuda financiera neta alcanzó los US\$4.191 millones, lo cual representa un aumento de 97,0% respecto al cierre de 2024, explicado principalmente por mayor deuda en Enel Distribución Sao Paulo, menor caja en Enel Américas Holding producto del pago del dividendo con cargo a las utilidades del año 2024, y al pago del impuesto relacionado a las ventas de activos en Perú.
- El CAPEX en el segundo trimestre de 2025 ascendió a US\$539 millones, lo que representa un aumento de 5,3% respecto al segundo trimestre de 2024, explicado por mayores inversiones en distribución en Argentina y Brasil y en generación en Colombia. Respecto al CAPEX a junio de 2025, éste alcanzó US\$945 millones, resultando en una disminución de 11,5% respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por menores inversiones en generación en Brasil por término de construcción de proyectos en ejecución.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

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 y agregando activos de Colombia y Centroamérica

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 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 posea 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 posea en **Central Dock Sud**. El acuerdo con los



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

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 integralmente durante el segundo trimestre del año 2023.

b) 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.	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Energética Monzón S.A.C.	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
SL Energy S.A.C.	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 proceso de liquidación

(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 aquella 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** ejerció 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**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

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

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

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

iii) Proceso de venta de Enel Generación Piura

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

Como consecuencia de lo anterior, el estado de situación financiera consolidado de Enel Américas al 30 de junio de 2025 incluye, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los activos no corrientes de Enel Generación Piura han sido valorados a su importe en libros antes de que fueran clasificados como mantenidos para la venta, ajustado por cualquier depreciación o amortización que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta. Esta medición implicó realizar un ajuste a los resultados acumulados de Enel Américas por un importe de **US\$9 millones**.

Por otra parte, los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 30 de junio y 31 de marzo de 2025 también incluyen, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los resultados de dicha subsidiaria, correspondientes a los periodos finalizados al 30 de junio y 31 de marzo de 2024, forman parte de los resultados consolidados de operaciones discontinuas de Enel Américas a dichas fechas.

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

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

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

Por lo anterior, al cierre del ejercicio 2023 y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Compañía reclasificó los activos relacionados al proyecto eólico **Windpeshi** como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Al 31 de diciembre de 2024, luego de análisis internos efectuados al proyecto, Enel Colombia registró una pérdida adicional por deterioro de activos por MCOP200.775.885, equivalentes a **US\$49 millones** en dicha fecha.

Durante el primer semestre de 2025, considerando el avance del proceso venta del proyecto, la Compañía actualizó su estimación del valor recuperable y, derivado de este análisis, determinó que procedía revertir parcialmente la pérdida por deterioro registrada previamente, generando una utilidad de MCOP 25.697.629 (equivalentes a **US\$6 millones**) al cierre del semestre.

d) 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**.

e) 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 30 DE JUNIO DE 2025

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el segundo trimestre de 2025, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión aumentó en **3,5%** comparado con igual trimestre de 2024, llegando a los **US\$386 millones**. Esto se explica principalmente por mejor hidrología en Colombia y Panamá en Centroamérica, llevando a mayor generación propia y menores costos por compras de energía, parcialmente compensado por un menor resultado en Brasil por mayores costos por compras de energía, y la devaluación del real brasileño.

Considerando el **EBITDA** acumulado al 30 de junio de 2025, el EBITDA en el negocio de generación y transmisión llegó a **US\$794 millones**, un **3,8%** más que a igual período de 2024, también explicado por el mayor resultado en Argentina Colombia, y Centroamérica, parcialmente compensado por un menor resultado en Brasil por mayores costos por compras de energía y por la devaluación del real brasileño.

Las **ventas físicas de energía** de operaciones continuadas aumentaron un **6,4%** en el segundo trimestre, explicado principalmente por mayores ventas en Brasil asociadas a **Enel Trading Brasil**, y por mayores ventas en Colombia y Centroamérica producto de crecimiento de la generación hidráulica. Al 30 de junio de 2025, las ventas de energía aumentaron **9,4%**, también debido principalmente al aumento de ventas en Brasil, Colombia y Centroamérica. A su vez, la **generación de energía** en el segundo trimestre subió un **2,9%** respecto al período 2024, explicado principalmente por mayor generación renovable en Argentina, Colombia y Centroamérica. Respecto al acumulado al 30 de junio de 2025, la generación de energía creció un **7,3%** comparado con 2024, debido a la mayor generación en Brasil, Colombia y Centroamérica.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun.-25	jun.-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Total Ventas (TWh)	35,0	32,0	9,4%	17,6	16,5	6,4%
Total Generación (TWh)	20,4	19,0	7,3%	10,6	10,3	2,9%

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** aumentó un **8,9%** en el segundo trimestre de 2025 comparado con el mismo período de 2024, alcanzando los **US\$694 millones**. Esto se explica principalmente por un mejor resultado en Argentina por mayor indexación de tarifa, y el acuerdo de regularización de la deuda con CAMMESA, parcialmente compensado por la devaluación del real brasileño y del peso colombiano.

A nivel acumulado, el **EBITDA** al 30 de junio de 2025 disminuyó **3,0%**, alcanzando **US\$1.307 millones**, explicado por menores resultados en Brasil y Colombia, parcialmente compensados con un mayor resultado en distribución en Argentina asociado a mayor indexación de la tarifa y el acuerdo de regularización de la deuda con CAMMESA.

Al cierre del 30 de junio de 2025, **el número de clientes** consolidado de operaciones continuadas mostró un aumento de **419 mil**, o **1,9%**, en comparación con el mismo período de 2024, llegando a **22,8 millones**. Por su parte, las ventas físicas disminuyeron **0,3%** en el trimestre, explicado por bajas en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Distribución Rio** parcialmente compensado por mayores ventas en Argentina, Colombia y **Enel Distribución Ceará**. A nivel acumulado, las ventas se mantuvieron en línea respecto a 2024, explicado por mayores ventas en Brasil siendo compensadas por menores ventas en Argentina y Colombia.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun.-25	jun.-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Total Ventas (TWh)	53,4	53,4	0,0%	26,0	26,1	(0,3%)
Número de clientes (miles)	22.797	22.378	1,9%	22.797	22.378	1,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

RESUMEN FINANCIERO

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

- | | |
|--|--------------------|
| • Caja y caja equivalente | US\$1.575 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días | US\$1.723 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles ⁽¹⁾ | US\$1.223 millones |

El aumento de las tasas de interés en Enel Américas (10,3% en Dic-24 vs 11,1% en Jun-25) ⁽²⁾ se originó principalmente por el aumento de la tasa monetaria en Brasil (CDI) de 13,5% a 15%, levemente compensado por la reducción de la tasa en Colombia (IBR) de 9,5% a 8,75%.

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\$863 millones** y forwards por **US\$612 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\$1.091 millones**.

(1) Incluye tres líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de Enel Américas completamente disponible por un monto de US\$500 millones, otra de Enel Brasil completamente disponible por un saldo de US\$73 millones y otra de Enel Distribución Sao Paulo completamente utilizada por un monto de US\$94 millones.

(2) Información financiera detallada no incluye "activos mantenidos para la venta" en Perú a diciembre 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

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 año 2024. De acuerdo con la NIIF 5, los negocios remanentes en Perú han fueron 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 cumplieron con las condiciones para ser clasificadas como operaciones discontinuadas en la presentación de los resultados consolidados del Grupo. Durante junio de 2025, al considerar la no ejecución de la venta de Enel Generación Piura S.A. esta no califica desde ya como mantenida para la venta, y por consiguiente como operaciones discontinuadas, dicho esto, Enel Generación Piura S.A. pasa a consolidar por integración global.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **13,2 GW** al 30 de junio de 2025. 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 de fuentes renovables asciende a **95,9%**.

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 Chocón¹, 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..

¹ 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 30 DE JUNIO DE 2025

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica, por los períodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024:

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía (TWh)(*)						Participación de mercado %	
		Acumulado			Trimestral			jun.-25	jun.-24
		jun.-25	jun.-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %		
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	1,3	1,5	(11,3%)	0,8	0,7	17,0%	1,8%	2,0%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	21,2	18,6	14,0%	10,4	9,6	9,3%	7,4%	6,6%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	10,8	10,4	4,6%	5,6	5,5	0,5%	26,3%	25,4%
Segmento Generación Centroamérica (***)		1,7	1,6	7,4%	0,8	0,8	4,3%	8,7%	7,8%
Total operaciones continuadas		35,0	32,0	9,4%	17,6	16,5	6,4%		

(*) 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		
	jun.-25	jun.-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Segmento de Generación Argentina	1,3	1,5	(11,3%)	0,8	0,7	17,1%
Segmento de Generación Brasil	9,7	8,9	8,7%	5,1	5,1	(0,8%)
Segmento de Generación Colombia	8,2	7,5	8,2%	4,2	4,0	3,3%
Segmento Generación Centroamérica	1,3	1,1	16,1%	0,5	0,4	21,0%
Total	20,4	19,0	7,3%	10,6	10,3	2,9%

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 **22,8 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 el período reportado al 30 de junio de 2024, 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 30 de junio de 2025 y 2024.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución de operaciones continuadas por área geográfica por los períodos acumulados y trimestrales terminados 30 de junio de 2025 y 2024.:

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Ventas de Energía (TWh) (*)						Pérdidas de energía %	
	Acumulado			Trimestral			jun.-25	jun.-24
	jun.-25	jun.-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %		
Segmento de Distribución Argentina	8,8	8,8	(0,7%)	4,3	4,2	0,8%	17,9%	16,7%
Segmento de Distribución Brasil	37,0	36,9	0,2%	17,9	18,1	(0,9%)	13,1%	13,1%
Segmento de Distribución Colombia	7,6	7,6	(0,3%)	3,8	3,8	0,9%	7,5%	7,5%
Total	53,4	53,4	0,0%	26,0	26,1	(0,3%)	13,1%	12,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Clientes (miles)		
	jun.-25	jun.-24	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.742	2.689	2,0%
Segmento de Distribución Brasil	16.046	15.779	1,7%
Segmento de Distribución Colombia	4.010	3.909	2,6%
Total	22.797	22.378	1,9%

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 30 de junio de 2025 y 2024:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Generación	25	21	602	562	768	888	168	163	1.563	1.634	(119)	(113)	1.444	1.521
Clientes Regulados	-	-	130	157	344	358	86	73	560	588	(15)	(12)	545	576
Clientes no Regulados	-	-	391	356	271	328	31	40	693	724	(16)	(16)	677	708
Ventas de Mercado Spot	25	21	81	49	153	202	51	50	310	322	(88)	(85)	222	237
Distribución	719	584	2.247	2.431	535	609	-	-	3.501	3.624	17	14	3.518	3.638
Residenciales	291	196	1.409	1.466	310	354	-	-	2.010	2.016	-	-	2.010	2.016
Comerciales	193	130	551	634	136	159	-	-	880	923	7	6	887	929
Industriales	130	88	130	159	57	66	-	-	317	313	7	5	324	318
Otros Consumidores	105	170	157	172	32	30	-	-	294	372	3	3	297	375
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(22)	(23)	(78)	(76)	-	-	(100)	(99)	102	99	2	-
Ingresos por Ventas de Energía	744	605	2.827	2.970	1.225	1.421	168	163	4.964	5.159	-	-	4.964	5.159
Variación en millones de US\$ y %	139	(23,0%)	(143)	(4,8%)	(196)	(13,8%)	5	3,1%	(195)	(3,8%)	-	-	(195)	(3,8%)

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Generación	12	11	308	285	372	457	85	82	777	835	(92)	(59)	685	776
Clientes Regulados	-	-	69	91	178	188	45	38	292	317	(28)	(6)	264	311
Clientes no Regulados	-	-	213	174	130	162	14	20	357	356	(5)	(8)	352	348
Ventas de Mercado Spot	12	11	26	20	64	107	26	24	128	162	(59)	(45)	69	117
Distribución	326	351	1.204	1.158	260	299	-	-	1.790	1.808	8	8	1.798	1.816
Residenciales	141	130	748	707	152	175	-	-	1.041	1.012	-	-	1.041	1.012
Comerciales	93	86	290	306	67	82	-	-	450	474	4	4	454	478
Industriales	63	59	66	79	29	34	-	-	158	172	4	3	162	175
Otros Consumidores	29	76	100	66	12	8	-	-	141	150	-	1	141	151
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(10)	(10)	(40)	(40)	-	-	(50)	(50)	84	51	34	1
Ingresos por Ventas de Energía	338	362	1.502	1.433	592	716	85	82	2.517	2.593	-	-	2.517	2.593
Variación en millones de US\$ y %	(24)	(6,6%)	69	4,8%	(124)	(17,3%)	3	3,7%	(76)	(2,9%)	-	-	(76)	(2,9%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

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 30 de junio de 2025 fue de una utilidad de **US\$432 millones**, lo que representa una disminución de **US\$1.858 millones** con respecto a los **US\$2.290 millones** de utilidad registrada al 30 de junio de 2024. La variación se explica principalmente por mejores resultados presentados en el período terminado al 30 de junio de 2024 producto de la contribución de Enel Generación Perú y de Enel Distribución Perú durante los primeros meses de 2024, así como los resultados de su enajenación 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 30 de junio de 2025 y 2024:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	%	2T2025	2T2024	Variación	%
Ingresos	6.788	6.749	39	0,6%	3.491	3.376	115	3,4%
Ingresos de actividades ordinarias	6.020	6.200	(181)	(2,9%)	3.047	3.118	(71)	(2,3%)
Otros ingresos de explotación	768	548	220	40,1%	444	258	186	72,3%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(3.877)	(3.888)	12	(0,3%)	(2.008)	(1.972)	(35)	1,8%
Compras de energía	(2.603)	(2.598)	(4)	0,2%	(1.351)	(1.324)	(27)	2,0%
Consumo de combustible	(21)	(38)	17	(45,6%)	(8)	(18)	10	(53,9%)
Gastos de transporte	(602)	(672)	70	(10,4%)	(297)	(333)	36	(10,8%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(651)	(580)	(72)	12,3%	(352)	(298)	(54)	18,1%
Margen de Contribución	2.911	2.860	51	1,8%	1.483	1.403	80	5,7%
Gastos de personal	(286)	(246)	(41)	16,5%	(146)	(126)	(20)	15,5%
Otros gastos por naturaleza	(549)	(543)	(6)	1,1%	(276)	(282)	6	(2,1%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	2.077	2.072	5	0,2%	1.061	995	67	6,7%
Depreciación y amortización	(600)	(559)	(41)	7,3%	(311)	(289)	(22)	7,8%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	6	(5)	11	(218,5%)	(2)	0	(2)	n.a.
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(171)	(136)	(35)	25,8%	(91)	(65)	(26)	40,1%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.311	1.371	(60)	(4,4%)	657	641	16	2,4%
Resultado Financiero	(367)	(637)	170	(31,6%)	(204)	(356)	152	(42,8%)
Ingresos financieros	190	225	(34)	(15,3%)	82	117	(35)	(29,8%)
Gastos financieros	(632)	(897)	266	(29,6%)	(301)	(477)	177	(37,0%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	98	213	(115)	(54,0%)	49	86	(37)	(43,3%)
Diferencia de cambio	(24)	(77)	53	(69,2%)	(34)	(82)	48	(58,3%)
Otros Resultados distintos de la operación	(2)	1	(3)	(220,2%)	-	1	(2)	(113,2%)
Otras Ganancias (pérdidas)	1	1	(1)	(60,2%)	1	1	-	(36,4%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	(2)	-	(2)	n.a.	(1)	1	(1)	(220,3%)
Resultado Antes de Impuestos	943	836	107	12,8%	453	287	166	58,0%
Impuesto sobre sociedades	(313)	(358)	45	(12,6%)	(172)	(167)	(6)	3,4%
Resultado después de impuestos	630	478	152	31,8%	281	120	161	133,7%
Resultado de operaciones discontinuadas	-	2.002	(2.002)	(100,0%)	-	1.872	(1.872)	(100,0%)
Resultado del Período	630	2.480	(1.850)	(74,6%)	281	1.992	(1.711)	(85,9%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	432	2.290	(1.858)	(81,1%)	187	1.931	(1.743)	(90,3%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	198	191	7	3,8%	94	62	32	52,5%
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuas	0,00403	0,00305	0,00098	32,3%	0,00179	0,00058	0,00121	208,2%
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones discontinuadas	-	0,01830	(0,01830)	(100,0%)	(0,00005)	0,01741	(0,01746)	(100,3%)
Utilidad por acción US\$ (**)	0,00403	0,02134	(0,01732)	(81,1%)	0,00174	0,01800	(0,01625)	(90,3%)

(*) 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 30 de junio de 2025 y 2024.

(**) Al 30 de junio de 2025 y 2024., el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.889.530.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del período terminado al 30 de junio de 2025 fue de **US\$2.077 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$5 millones**, equivalente a un **0,2%** respecto a los **US\$2.072 millones** del mismo período 2024.

El incremento del **EBITDA** durante el segundo trimestre de 2025 fue de **US\$67 millones**, esto se explica principalmente por un mayor resultado en distribución en Argentina asociado a una mayor indexación de la tarifa y el acuerdo de regularización de la deuda con CAMMESA, a su vez mejores resultados en generación en Colombia y Centroamérica, producto de mayor generación hidráulica y menores compras de energía. Esto es parcialmente compensado por un menor resultado tanto en generación y distribución en Brasil, producto de menores compras de energía y de la devaluación del real brasileño.

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, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2025 y 2024:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	27	23	4	18,0%	14	13	1	9,8%
Brasil	608	573	34	6,0%	312	288	25	8,5%
Colombia	794	902	(108)	(12,0%)	383	465	(82)	(17,6%)
Centroamérica	165	163	1	0,7%	81	83	(2)	(1,8%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	1.594	1.662	(68)	4,1%	791	849	(57)	(6,7%)
Distribución:								
Argentina	859	583	276	47,3%	449	347	102	29,3%
Brasil	3.336	3.443	(107)	(3,1%)	1.759	1.653	106	6,4%
Colombia	1.071	1.162	(92)	(7,9%)	530	579	(49)	(8,4%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	5.266	5.188	77	1,5%	2.738	2.579	159	6,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(71)	(101)	30	30,0%	(38)	(52)	14	(26,6%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	6.788	6.749	39	0,6%	3.491	3.376	115	3,4%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(3)	(2)	(1)	(20,0%)	(1)	(1)	-	18,6%
Brasil	(282)	(172)	(111)	(64,5%)	(146)	(77)	(69)	89,7%
Colombia	(334)	(486)	152	31,3%	(158)	(261)	102	(39,3%)
Centroamérica	(49)	(83)	34	40,7%	(29)	(58)	29	(49,8%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(668)	(742)	75	(10,1%)	(335)	(397)	62	(15,7%)
Distribución:								
Argentina	(510)	(391)	(118)	(30,2%)	(234)	(228)	(6)	2,5%
Brasil	(2.215)	(2.212)	(4)	(0,2%)	(1.203)	(1.092)	(112)	10,3%
Colombia	(592)	(657)	65	9,9%	(291)	(317)	26	(8,2%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(3.317)	(3.260)	(57)	(1,7%)	(1.728)	(1.637)	(92)	5,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	108	114	(6)	(5,4%)	55	61	(6)	(9,3%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(3.877)	(3.888)	12	(0,3%)	(2.008)	(1.972)	(35)	1,8%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(3)	(4)	1	(29,9%)	(1)	-	(1)	205,2%
Brasil	(9)	(8)	(1)	13,5%	(5)	(4)	(1)	19,8%
Colombia	(24)	(22)	(2)	9,7%	(12)	(12)	-	0,8%
Centroamérica	(6)	(7)	0	(7,3%)	(3)	(3)	0	(10,0%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(42)	(40)	(2)	4,0%	(21)	(20)	(2)	7,6%
Distribución:								
Argentina	(88)	(80)	(8)	10,4%	(42)	(48)	6	(12,9%)
Brasil	(112)	(81)	(30)	37,1%	(59)	(36)	(23)	62,6%
Colombia	(20)	(19)	(1)	5,7%	(11)	(10)	(1)	10,9%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(220)	(181)	(40)	22,0%	(112)	(94)	(18)	18,7%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(24)	(25)	1	(2,9%)	(12)	(12)	-	3,2%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(286)	(246)	(41)	16,5%	(146)	(126)	(20)	15,5%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(4)	(10)	6	(58,6%)	(2)	(3)	0	(10,0%)
Brasil	(53)	(57)	4	(7,8%)	(28)	(31)	3	(10,2%)
Colombia	(24)	(37)	13	(35,5%)	(13)	(20)	7	(33,0%)
Centroamérica	(9)	(10)	0	(4,0%)	(5)	(5)	-	8,5%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(90)	(114)	24	(21,0%)	(49)	(58)	10	(16,4%)
Distribución:								
Argentina	(109)	(86)	(23)	26,4%	(44)	(54)	10	(18,6%)
Brasil	(228)	(256)	27	(10,7%)	(105)	(125)	19	(15,6%)
Colombia	(84)	(59)	(25)	41,9%	(55)	(33)	(22)	66,8%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(422)	(401)	(20)	5,1%	(204)	(211)	7	(3,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(37)	(28)	(9)	33,8%	(24)	(13)	(11)	86,6%
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(549)	(543)	(6)	1,1%	(276)	(282)	6	(2,1%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	18	7	11	151,3%	9	9	0	3,9%
Brasil	264	337	(73)	(21,7%)	134	176	(42)	(23,9%)
Colombia	412	357	55	15,4%	199	172	27	15,9%
Centroamérica	100	64	36	55,8%	44	17	27	162,5%
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	794	765	29	3,8%	386	374	13	3,5%
Distribución:								
Argentina	152	25	127	n.a.	129	17	112	n.a.
Brasil	781	895	(114)	(12,7%)	391	401	(10)	(2,4%)
Colombia	374	427	(53)	(12,4%)	174	220	(46)	(20,9%)
EBITDA Segmento de Distribución	1.307	1.346	(40)	(3,0%)	694	637	57	8,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(24)	(40)	16	(39,5%)	(19)	(16)	(3)	19,4%
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	2.077	2.072	5	0,2%	1.061	995	67	6,7%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	27	23	4	18,0%	14	13	1	9,8%
Costos de explotación	(3)	(2)	(1)	20,0%	(1)	(1)	-	18,6%
Gastos de personal	(3)	(4)	1	(29,9%)	(1)	-	(1)	205,2%
Otros gastos por naturaleza	(4)	(10)	6	(58,6%)	(2)	(3)	0	(10,0%)
Total Segmento Generación Argentina	18	7	11	151,3%	9	9	0	3,9%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó un monto de **US\$18 millones** al 30 de junio de 2025, lo que representa un aumento de **US\$11 millones** respecto al período 2024. 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\$4 millones** al 30 de junio de 2025, con respecto a igual al período 2024. Este aumento se explica por: (i) **US\$12 millones** debido a los incrementos de precios otorgados en diversas resoluciones emitidas por el **ENRE**; y, (ii) **US\$2 millones** por mayores remuneraciones por potencia aportada por **Enel Generación el Chocón** en período de máximo requerimiento térmico. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) menores ingresos por **US\$8 millones** por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; y, (ii) **US\$1 millón** 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** se mantienen prácticamente en línea con respecto a igual al período 2024.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$1 millón** y son explicados principalmente por ajustes por menor provisión por indemnización a trabajadores producto de la no renovación de la concesión de **Enel Generación el Chocón**.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$6 millones**, principalmente por (i) menores costos de servicios tercerizados y compras de materiales por **US\$5 millones**, producto de la baja en la inflación Argentina; y (ii) **US\$1 millón** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

En lo que respecta al segundo trimestre de **2025**, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$9 millones**, prácticamente en línea en el período anterior, lo que se explica principalmente por; (i) **US\$5 millones** de mayores ingresos por reajustes tarifarios aprobados para las ventas de energía eléctrica de los generadores en Argentina; y, (ii) **US\$1 millón** por mayor volumen de venta física de energía eléctrica (**+0,12 TWh**). Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$4 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; y, (ii) **US\$2 millones** de mayores costos de personal por ajustes salariales asociados al proceso inflacionario argentino.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	608	573	34	6,0%	312	288	25	8,5%
Costos de explotación	(282)	(172)	(111)	(64,5%)	(146)	(77)	(69)	(89,7%)
Gastos de personal	(9)	(8)	(1)	(13,5%)	(5)	(4)	(1)	(19,8%)
Otros gastos por naturaleza	(53)	(57)	4	7,8%	(28)	(31)	3	10,2%
Total Segmento Generación Brasil	264	337	(73)	(21,7%)	134	176	(42)	(23,9%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$264 millones** al 30 de junio de 2025, lo que representa una disminución de **US\$73 millones** respecto al mismo período 2024. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$34 millones**, equivalentes a un **6,0%**, en el período terminado al 30 de junio de 2025 con respecto al 2024. El incremento se explica principalmente por: **(i) US\$71 millones** de mayores volúmenes de ventas de energía física **(+2,6 TWh)** comercializadas principalmente por **Enel Trading** y sociedades **EGP** en **Brasil**, por entrada en operación de nuevas unidades de generación; y, **(ii) US\$52 millones** por mayores precios medios de venta. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$80 millones** de efecto negativo por conversión de cifras dada la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y, **(ii) US\$5 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$111 millones**, o un **64,5%**, durante el período terminado al 30 de junio de 2025 comparado con el período 2024, principalmente por; **(i) US\$150 millones** de mayores costos de compras de energía, principalmente por mayor volumen; **(ii) US\$2 millones** de mayores costos de transporte; y, **(iii) US\$1 millón** de mayores costos por ajuste de garantía de riesgo hidrológico y ajuste de bonificación de contratos con proveedores. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$37 millones** de efecto positivo por conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se mantienen prácticamente en línea con los registrados el período 2024.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$4 millones** principalmente por; **US\$10 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior compensado por mayores pagos por seguros contratados en **EGP** en **Brasil** por **US\$12 millones**.

En lo que respecta al **EBITDA** del segundo trimestre de **2025** alcanzó los **US\$134 millones**, una disminución de **US\$42 millones** respecto a los alcanzados en el mismo período de 2024. Las principales variables que inciden se explican por; **(i) US\$86 millones** por mayores volúmenes de compra; **(ii) US\$11 millones** de mayores costos por servicios tercerizados; **(iii) US\$6 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(iv) US\$2 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina; y, **(v) US\$1 millón** de mayores costos de transporte. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **US\$57 millones** de mayores ingresos en volúmenes de energía **(+0,9 TWh)** y precios medios de venta.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	794	902	(108)	(12,0%)	383	465	(82)	(17,6%)
Costos de explotación	(334)	(486)	152	31,3%	(158)	(261)	102	39,3%
Gastos de personal	(24)	(22)	(2)	(9,7%)	(12)	(12)	-	(0,8%)
Otros gastos por naturaleza	(24)	(37)	13	35,5%	(13)	(20)	7	33,0%
Total Segmento Generación Colombia	412	357	55	15,4%	199	172	27	15,9%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$412 millones** durante el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa un incremento de **US\$55 millones** respecto al mismo período de 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación de Enel Colombia Generación** disminuyeron en **US\$108 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025, o un **12,0%** respecto a los ingresos reconocidos en el período 2024. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$128 millones** de menores ingresos por precios medios de venta en el mercado spot; **(ii)** efecto negativo de **US\$55 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$62 millones** por mayores ventas físicas de energía eléctrica **(+0,5 TWh)** por mejores condiciones hídricas durante el período 2025 respecto a 2024 y; **(ii)** mayores ingresos por **US\$12 millones** por indemnizaciones por siniestros en el período acumulado terminado al 30 de junio de 2025 respecto al mismo período 2024.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$152 millones**, equivalentes al **31,3%** y se explica principalmente por; **(i) US\$119 millones** por disminución en los volúmenes de energía comprada; **(ii) US\$ 24 millones** de menor costo por generación a base de combustible, y; **(iii) efecto positivo en conversión de cifras por US\$23 millones** por devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$14 millones** de mayor costo de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$2 millones** principalmente por mayores costos salariales por reajustes salariales.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$13 millones** básicamente por: **(i) US\$11 millones** por menores costos por multas ambientales y; **(ii) US\$2 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$199 millones**, superando en **US\$27 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período trimestre de período 2024. Este aumento se explica principalmente por; **(i) US\$85 millones** producto de menores compras de energía para cubrir la demanda debido a mayor generación respecto del mismo trimestre del período 2024; **(ii) US\$ 14 millones** de menor costo por generación a base de combustible; y, **(iii) US\$1 millón** de mayores ingresos por volúmenes físicos de energía vendida. Todo Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$53 millones** de menores ingresos en precios medios de venta en el mercado spot; **(ii) US\$13 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y; **(iii) US\$9 millones** de mayores costos de transporte.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	165	163	1	0,7%	81	83	(2)	(1,8%)
Costos de explotación	(49)	(83)	34	40,7%	(29)	(58)	29	49,8%
Gastos de personal	(6)	(7)	0	7,3%	(3)	(3)	0	10,0%
Otros gastos por naturaleza	(9)	(10)	0	4,0%	(5)	(5)	-	(8,5%)
Total Segmento Generación Centroamérica	100	64	36	55,8%	44	17	27	162,5%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$100 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa un incremento de **US\$36 millones** respecto al período 2024. 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\$1 millón** 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 2024.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$34 millones**, explicados principalmente por menores costos en compra de energía en Panamá, por mejores condiciones hídricas respecto del período 2024.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

En el segundo trimestre de 2025, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US\$44 millones**, superiores en **US\$27 millones** a los registrados en mismo trimestre de período 2024, lo que se explica principalmente por **US\$30 millones** de menores compras de energía por parte de **Enel Fortuna** en Panamá producto de la mejora de las condiciones hídricas durante el período 2024 respecto al 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	859	583	276	47,3%	449	347	102	29,3%
Costos de explotación	(510)	(391)	(118)	30,2%	(234)	(228)	(6)	2,5%
Gastos de personal	(88)	(80)	(8)	10,4%	(42)	(48)	6	(12,9%)
Otros gastos por naturaleza	(109)	(86)	(23)	26,4%	(44)	(54)	10	(18,6%)
Total Segmento Distribución Argentina	152	25	127	n.a.	129	17	112	n.a.

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$152 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa un incremento de **US\$127 millones** respecto al período 2024. 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\$276 millones**, o un **47,3%**, al 30 de junio de 2025, respecto al período 2024, que se explican fundamentalmente por mayores ingresos por; (i) **US\$381 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, con aplicación a partir de febrero de 2024; y, (ii) **US\$99 millones** de mayor ingreso respecto al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur. Lo anterior se compensa parcialmente por; (i) **US\$177 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense y; (ii) **US\$27 millones** por menor venta física en durante el período terminado al 30 de junio de 2025 (-0,1 TWh).

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$118 millones** fundamentalmente explicados por; (i) **US\$226 millones** de mayores costos en compras de energía, principalmente por incremento en precio de compra; (ii) **US\$23 millones** por mayores costos de transporte; (iii) **US\$20 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados a las alzas por inflación; y, (iv) **US\$5 millones** por mayores costos en volúmenes de compra física de energía. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$156 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\$8 millones** respecto al período 2024, básicamente por (i) **US\$32 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extraordinarias; y, (ii) **US\$3 millones** de mayores gastos de personal por disminución en capitalización de mano de obra en activos de inversión. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$27 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron en **US\$23 millones** respecto al período 2024, básicamente por: **US\$56 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\$33 millones** por efecto positivo de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$129 millones**, superiores en **US\$112 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período 2024. Esta variación se explica principalmente por; (i) **US\$127 millones** por mayores ingresos por ventas, principalmente por mejores precios medios de venta producto de reajustes tarifarios establecidos por el ente regulador; y, (ii) **US\$99 millones** de mayor ingreso respecto al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$62 millones** de mayores costos en compra de energía por alza en los precios regulados; (ii) **US\$14 millones** por menores ingresos por menor volumen de venta física; (iii) incrementos salariales por **US\$9 millones** producto de la mayor inflación en Argentina. (iv) **US\$8 millones** de mayores costos de servicios tercerizados por el alza en los precios producto de la inflación; (v) **US\$7 millones** de mayores costos en servicios asociados al proceso de distribución; (vi) **US\$7 millones** de mayores costos por transporte de electricidad; y, (vii) **US\$6 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun.-25	jun.-24	Var p.p.	jun.-25	jun.-24	Var
Edesur	17,9%	16,7%	1,2	2,74	2,69	2,0%
Total Segmento Distribución Argentina	17,9%	16,7%	1,2	2,74	2,69	2,0%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	3.336	3.443	(107)	(3,1%)	1.759	1.653	106	6,4%
Costos de explotación	(2.215)	(2.212)	(4)	0,2%	(1.203)	(1.092)	(112)	10,3%
Gastos de personal	(112)	(81)	(30)	37,1%	(59)	(36)	(23)	62,6%
Otros gastos por naturaleza	(228)	(256)	27	(10,7%)	(105)	(125)	19	(15,6%)
Total Segmento Distribución Brasil	781	895	(114)	(12,7%)	391	401	(10)	(2,4%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$781 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa una disminución de **US\$114 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** al 30 de junio de 2025, en el segmento de distribución de Brasil tuvieron una disminución de **US\$107 millones** equivalente de un **3,1%** respecto a los ingresos registrados en el período 2024. Esta disminución se explica principalmente por: (i) **US\$439 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; (ii) menores ingresos por **US\$104 millones** producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil; y; (iii) **US\$32 millones** de menores ingresos por actualización de activos financieros reconocidos de acuerdo a CINIIF 12. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) mayores ingresos por **US\$201 millones** por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas; (ii) **US\$182 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12; (iii) **US\$50 millones** de mayores ingresos por encargos sectoriales; (iv) **US\$23 millones** de mayores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio; y (v) **US\$11 millones** de mayores ingresos por incremento de volumen en la venta física de energía (+0,1 TWh).

Los **costos de explotación** incrementaron en **US\$4 millones**, o un **0,2%**, en el período terminado al 30 de junio de 2025, respecto al mismo período 2024, y se explican principalmente por: (i) **US\$182 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; (iv) **US\$97 millones** por mayores costos en volumen de compras de energía ocasionada por el aumento de los precios spot debido al empeoramiento de las condiciones hídricas en Brasil y; (ii) **US\$47 millones** por mayores compras de energía para cubrir la demanda debido al incremento de ventas físicas. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$291 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; (ii) **US\$30 millones** de menores costos de transporte de energía; y (iii) **US\$2 millones** de menores costos por cortes y reconexiones de líneas eléctricas.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$30 millones** respecto al período 2024, principalmente por mayores compensaciones al personal por **US\$44 millones**, compensado con **US\$20 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron **US\$27 millones** con respecto al período 2024, principalmente como consecuencia de: (i) **US\$32 millones** de menores capitalizaciones de materiales en activos de inversión; (ii) **US\$30 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y; (ii) **US\$9 millones** de menores costos en servicios tercerizados. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$46 millones** de mayores costos mantenimiento y reparación en Enel Distribución Sao Paulo,

En lo que respecta al segundo trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US\$391 millones**, inferiores en **US\$10 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2024. Esta variación se explica principalmente por: (i) **US\$103 millones** de mayores costos por precios medios de compra de energía eléctrica; (ii) **US\$61 millones** por menores ingresos por menor actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12; (iii) **US\$59 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense; (iv) **US\$17 millones** de incremento de costos por volúmenes de compra física de energía; y; (v) **US\$16 millones** de menores ingresos por volumen físico de energía eléctrica vendida (-0,2 TWh). Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$182 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; (ii) **US\$22 millones** de menores costos de transporte de energía eléctrica; (iii) **US\$32 millones** de mayores capitalizaciones de materiales en activos de inversión; y (iv) **US\$16 millones** de menores costos de servicios tercerizados.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun.-25	jun.-24	Var p.p.	jun.-25	jun.-24	Var %
Enel Distribución Rio	20,6%	19,7%	0,8	3,1	3,1	1,7%
Enel Distribución Ceará	14,1%	14,8%	(0,7)	4,3	4,2	2,0%
Enel Distribución Sao Paulo	10,4%	10,4%	0,0	8,6	8,5	1,5%
Total Segmento Distribución Brasil	13,1%	13,1%	0,1	16,0	15,8	1,7%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.071	1.162	(92)	(7,9%)	530	579	(49)	(8,4%)
Costos de explotación	(592)	(657)	65	(9,9%)	(291)	(317)	26	(8,2%)
Gastos de personal	(20)	(19)	(1)	5,7%	(11)	(10)	(1)	10,9%
Otros gastos por naturaleza	(84)	(59)	(25)	41,9%	(55)	(33)	(22)	66,8%
Total Segmento Distribución Colombia	374	427	(53)	(12,4%)	174	220	(46)	(20,9%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$374 millones** durante 2025, lo que representa una disminución de **US\$53 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$92 millones**, equivalente a una baja de un **7,9%**, y se explican principalmente por; (i) **US\$74 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, como consecuencia de la devaluación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense; (ii) **US\$21 millones** de menores ingresos por precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación y precios spot; (iii) **US\$6 millones** de menores ingresos por volumen en la venta física de energía (**-0,03 TWh**). Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$9 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados.

Los **costos de explotación** disminuyeron **US\$65 millones**, o un **9,9%**, los que se explican principalmente por; (i) **US\$41 millones** de efecto positivo por conversión de cifras originado por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; y, (ii); **US\$28 millones** de menores costos debido a disminución en los precios medios de compras de energía. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$4 millones** de mayores costos de transporte.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2025.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$25 millones**, por reconocimiento de pago de intereses a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$174 millones**, inferiores en **US\$46 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2024. Esta disminución se explica principalmente por; (i) **US\$25 millones** de reconocimiento de pago de intereses a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025; (ii) **US\$21 millones** de menores volúmenes de venta física y; (iii) **US\$17 millones** de efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el segundo trimestre de 2024. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$13 millones** de menores costos por menores precios en compra de energía; y, (ii) **US\$8 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun.-25	jun.-24	Var p.p.	jun.-25	jun.-24	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,5%	(0,0)	4,01	3,91	2,6%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	4,01	3,91	2,6%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

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 actdel Grupo Enel Américas, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	jun.-25			jun.-24		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	18	-	18	7	(2)	5
Brasil	264	(103)	161	337	(95)	242
Colombia	412	(40)	372	357	(38)	319
Centroamérica	100	(25)	75	64	(29)	35
Total Segmento de Generación y Transmisión	794	(168)	626	765	(164)	601
Distribución:						
Argentina	152	(114)	38	25	(84)	(59)
Brasil	781	(390)	391	895	(359)	536
Colombia	374	(74)	300	427	(82)	345
Total Segmento de Distribución	1.307	(579)	728	1.346	(525)	822
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(24)	(19)	(43)	(40)	(12)	(52)
Total Consolidado Enel Américas	2.077	(765)	1.311	2.072	(701)	1.371

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	2T2025			2T2024		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	9	-	9	9	-	9
Brasil	134	(51)	83	176	(50)	126
Colombia	199	(26)	174	172	(19)	153
Centroamérica	44	(13)	31	17	(12)	4
Total Segmento de Generación y Transmisión	386	(89)	297	374	(81)	292
Distribución:						
Argentina	129	(56)	73	17	(49)	(32)
Brasil	391	(213)	178	401	(177)	224
Colombia	174	(37)	137	220	(40)	179
Total Segmento de Distribución	694	(306)	388	637	(266)	371
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(19)	(9)	(28)	(16)	(6)	(22)
Total Consolidados Enel Américas	1.061	(405)	657	995	(353)	641

La depreciación, amortización y deterioro de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$765 millones** por el período terminado al 30 de junio de 2025, aumentando en **US\$64 millones** con respecto al período 2024.

La depreciación y amortización ascendieron a **US\$600 millones** al 30 de junio de 2025, monto que es **US\$41 millones** mayor al registrado durante 2024 y se explica principalmente por; (i) **US\$26 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; (a) **Brasil** con **US\$21 millones**; (b) **Argentina** con **US\$14 millones**; y, (c) una disminución de **US\$9 millones** en **Colombia**; (ii) **US\$5 millones** de mayor



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

depreciación en las empresas de generación en Colombia y; (iii) mayor depreciación por **US\$4 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron **US\$165 millones**, al 30 de junio de 2025, registrando un incremento de **US\$24 millones** respecto a 2024. Este incremento se explica principalmente por; **US\$ 35 millones** por un mayor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros, compuestas por (a) incrementos de **US\$50 millones** por la aplicación de NIIF 9 por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada principalmente en las compañías de **Enel Distribución Sao Paulo, EGP Brasil, Edesur, y Enel Colombia**; y (b) disminuciones por **US\$15 millones** de menores pérdidas por reconocimiento de deterioro de activos financieros **Enel Distribución Rio y Enel Ceará** por una mejor perspectiva de cobro de sus cuentas por cobrar. Lo anterior se compensa parcialmente con **US\$11 millones** de menores ajustes relacionados a activos de larga vida de generación y proyectos de soluciones energéticas avanzadas, según el siguiente detalle; (a) **Enel Colombia** con menores pérdidas por deterioro por **US\$6 millones** asociadas a proyecto renovable; y, (b) **Guatemala** con **US\$4 millones** asociados a proyectos renovables.

En el segundo trimestre de 2025, la **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$405 millones**, aumentando en **US\$51 millones** con respecto del cierre del mismo período del 2024.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$311 millones** en el segundo trimestre terminado al 30 de junio de 2025, monto que es **US\$22 millones** mayor al registrado en el mismo período del 2024; principalmente por; (i) **US\$14 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en **Brasil** por **US\$19 millones**, compensado parcialmente por **US\$5 millones** en **Colombia**; y, (ii) mayor depreciación por **US\$4 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 segundo trimestre de 2025, un monto de **US\$94 millones**, registrando un incremento de **US\$29 millones** respecto al mismo período de 2024. Esta variación se explica principalmente por **US\$26 millones** por; (i) **US\$37 millones** de mayor reconocimiento de deterioro por activos financieros principalmente en **Enel Distribución Sao Paulo, Edesur, y Enel Colombia** por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada, de acuerdo a las directrices de la NIIF 9; y, (ii) **US\$11 millones** de menores pérdidas por deterioro de activos financieros brasileños en **Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará, y EGP Brasil** debido a mejores perspectivas de cobro de sus cuentas por cobrar en contraste al mismo trimestre de 2024. Adicionalmente, **Enel Colombia** presenta un incremento por deterioro por **US\$2 millones** asociadas a proyectos renovables.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	8	28	(20)	(72,8%)	3	14	(11)	(75,2%)
Brasil	131	158	(27)	(17,1%)	58	78	(21)	(26,7%)
Colombia	14	23	(10)	(41,5%)	7	12	(5)	(43,6%)
Centroamérica	2	2	-	3,2%	1	1	-	6,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	35	13	23	176,6%	14	12	1	12,1%
Total Ingresos Financieros	190	225	(34)	(15,3%)	82	117	(35)	(29,8%)
Gastos Financieros:								
Argentina	(83)	(209)	127	(60,5%)	(11)	(153)	142	(92,5%)
Brasil	(348)	(471)	123	(26,2%)	(169)	(214)	45	(21,1%)
Colombia	(176)	(151)	(25)	16,5%	(107)	(72)	(35)	48,3%
Centroamérica	(6)	(8)	2	(25,7%)	(3)	(4)	1	(27,8%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(19)	(57)	39	(67,3%)	(10)	(33)	24	(71,0%)
Total Gastos Financieros	(632)	(897)	266	(29,6%)	(301)	(477)	177	(37,0%)
Diferencias de cambio:								
Argentina	-	11	(11)	(103,9%)	-	4	(4)	(107,7%)
Brasil	(15)	(67)	52	(78,1%)	(21)	(63)	41	(66,1%)
Colombia	5	(3)	8	(310,3%)	3	(3)	6	(177,8%)
Centroamérica	(1)	-	(1)	n.a.	(1)	-	(1)	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13)	(19)	6	(31,1%)	(14)	(20)	6	(27,9%)
Total Diferencias de Cambio	(24)	(77)	53	(69,2%)	(34)	(82)	48	(58,3%)
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	98	213	(115)	(54,0%)	49	86	(37)	(43,3%)
Total Resultado Financiero Enel Américas	(367)	(537)	170	(31,6%)	(204)	(356)	152	(42,8%)
Otras ganancias (pérdidas):								
Colombia	1	-	-	n.a.	1	-	1	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	0	1	(1)	(98,5%)	0	1	(1)	(98,8%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1	1	(1)	(60,7%)	1	1	-	(33,7%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Colombia	(1)	(1)	-	36,8%	(1)	-	(1)	n.a.
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	(3)	-	(2)	n.a.	(1)	1	(2)	(216,1%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	(2)	1	(3)	(279,6%)	(1)	2	(2)	(132,1%)
Resultado Antes de Impuesto	942	835	107	12,8%	453	287	166	57,7%
Impuestos:								
Argentina	(32)	(27)	(5)	17,7%	(59)	(4)	(55)	n.a.
Brasil	(66)	(113)	48	(42,1%)	(29)	(41)	12	(30,3%)
Colombia	(175)	(177)	2	(1,2%)	(75)	(85)	10	(11,3%)
Centroamérica	(23)	(11)	(12)	108,4%	(11)	(2)	(9)	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(16)	(28)	12	(43,6%)	2	(35)	37	(105,2%)
Total Impuesto sobre Sociedades	(313)	(358)	45	(12,6%)	(172)	(167)	(6)	3,4%
Resultado después de impuestos	630	478	152	31,8%	280	120	160	132,8%
Resultado de operaciones discontinuadas	-	2.002	(2.002)	(100,0%)	-	1.872	(1.872)	(100,0%)
Resultado del Período	630	2.480	(1.851)	(74,6%)	280	1.993	(1.712)	(85,9%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	432	2.290	(1.858)	(81,1%)	187	1.931	(1.744)	(90,3%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	198	191	7	3,8%	94	62	32	52,5%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida de US\$367 millones** en período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa una menor pérdida de **US\$170 millones** respecto a la registrada durante el período 2024. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Menores **ingresos financieros** por **US\$34 millones**, principalmente explicados en Brasil por: (i) menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$34 millones**; (ii) menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$7 millones**, producto de cuentas por cobrar a VOSA.; (iii) **US\$5 millones** de menores ingresos financieros por menores cobros de intereses a clientes; y, (iv) **US\$2 millones** de menores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$7 millones** por mayores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar; y, (ii) **US\$7 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios, por la mayor inflación registrada en dicho país en el período terminado al 30 de junio de 2025, respecto al 2024.

En el segundo trimestre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en **US\$35 millones** en comparación al periodo anterior. Lo que se explica principalmente por: (i) **US\$26 millones** por menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (ii) **US\$11 millones** de menores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia; y, (iii) menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$4 millones**, producto de cuentas por cobrar a VOSA. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$8 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil, por la mayor inflación registrada en dicho país en el segundo trimestre respecto al periodo anterior (ii) **US\$2 millones** por mayores cobros de intereses a clientes.

(b) Menores **gastos financieros** por **US\$266 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$116 millones** por menores intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina; (ii) **US\$67 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iii) **US\$50 millones** de menor gasto incurrido por transacciones con compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; (iv) **US\$30 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en Brasil; (v) **US\$21 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; (vi) **US\$15 millones** de menores gastos financieros por préstamos bancarios, originados principalmente por el incremento de deuda en período al 2024 en **Enel Colombia** y en Brasil en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Cachoeira Dourada**; y, (vii) **US\$11 millones** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$31 millones** por mayores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (ii) **US\$10 millones** de mayores activaciones de gastos financieros en proyectos, y, (iii) **US\$6 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones.

En el segundo trimestre los gastos financieros tuvieron una disminución de **US\$177 millones** explicada principalmente por: (i) **US\$134 millones** de menores gastos financieros asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina; (ii) **US\$45 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iii) **US\$28 millones** de menor gasto incurrido entre compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; (iv) **US\$9 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la Compañía en Brasil; (v) **US\$8 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; y, (vi) **US\$5 millones** de menores gastos financieros por préstamos bancarios principalmente en **Enel Colombia** y en **Brasil**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$46 millones** por mayores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (ii) **US\$5 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones; y, (iii) **US\$4 millones** de mayores activaciones de gastos financieros en proyectos. .

(c) Los resultados por reajustes disminuyen en **US\$115 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 segundo trimestre de 2025, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó una disminución de **US\$37 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(d) Ingresos por **diferencias de cambio** evidencian un mayor ingreso de **US\$53 millones** al comparar con período 2024, debido principalmente a: (i) **US\$88 millones** por mayor utilidad por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; (ii) **US\$33 millones** por mayor ingreso por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y, (iii) **US\$2 millones** por mayor reconocimiento de diferencias de cambio en **Enel Generación El Chocón**, 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\$71 millones** por menor ingreso por diferencia de cambio en instrumentos derivados.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

En el segundo trimestre de 2025, las **diferencias de cambio** generaron un ingreso por **US\$48 millones**, respecto a igual período del 2024 explicada principalmente por; (i) **US\$75 millones** por mayor utilidad por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; (ii) **US\$42 millones** por mayor utilidad por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y, (iv) **US\$1 millón** en **Enel Américas**, por diferencia de cambio positiva asociada a dividendos de subsidiarias extranjeras y sobre efectivo y equivalentes de efectivo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por **US\$66 millones** por menor ingreso por diferencia de cambio en instrumentos derivados.

Las **otras ganancias (pérdidas)** registran un menor ingreso de **US\$1 millón** los cuales se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

En el segundo trimestre de 2025 las **otras ganancias (pérdidas)** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US\$313 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa un menor gasto impositivo de **US\$45 millones** respecto del período 2024. Esta disminución se explica principalmente por; (i) **US\$49 millones** de menor gasto por impuestos en este período, producto del registro de mayores impuestos en el primer trimestre de 2024 por indemnización asociada al término del contrato de concesión de **Enel CIEN** en Brasil; (ii) menores impuestos diferidos de **US\$21 millones** correspondientes a; (A) **US\$31 millones** por menores retenciones de impuestos de dividendos en Perú del período 2024; (B) **US\$4 millones** por pérdida tributaria del período 2024; y, (C) **US\$14 millones** por mayores retenciones por ingresos percibidos de Brasil; (iii) menores impuestos por **US\$18 millones** en **Edesur**, explicado fundamentalmente por; (A) **US\$58 millones** de menores impuestos por efecto de la inflación (B) efecto negativo de conversión de cifras por **US\$4 millones** originada por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense; asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; y; (C) mayores impuestos por **US\$44 millones** debido al ingreso correspondiente al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones; (iv) **US\$7 millones** por menor gasto de impuesto por reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores en **Enel Distribución Rio** en Brasil; y Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; (i) mayores impuestos por **US\$25 millones** en **Enel Generación el Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (ii) **US\$10 millones** de mayores impuestos por el aumento de resultados en las sociedades de Colombia; (iii) mayores impuestos por **US\$9 millones** por mayores resultados la parte restante de compañías brasileñas exceptuando las ya descritas; y, (iv) mayores impuestos por **US\$9 millones** de sociedad peruana **Enel Generación Piura**.

El **impuesto a las ganancias** en el segundo trimestre de 2025 tuvo un mayor gasto de **US\$6 millones** respecto al mismo período del 2024 el cual se explica principalmente por; (i) mayores impuestos por **US\$44 millones** en **Edesur** debido al ingreso correspondiente al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones; (ii) mayores impuestos por **US\$8 millones** en **Enel Argentina, Hidroinvest, Enel Generación y Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (iii) mayores impuestos por **US\$5 millones** por de sociedad peruana **Enel Generación Piura**. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; (i) menores impuestos diferidos de **US\$42 millones** correspondientes a; (A) **US\$30 millones** por menores retenciones de impuestos de dividendos en Perú del período 2024; (B) **US\$9 millones** por el menor impuesto en resultado en la venta de las operaciones de **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida en primer semestre de 2024; y, (C) **US\$3 millones** menor impuesto por pérdida tributaria del período 2024.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** representa una disminución **US\$2.002 millones** respecto al período 2024, correspondiente a menores resultados en operaciones discontinuadas, por la contribución que entregaban al resultado las operaciones de **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** en el primer semestre de 2024 y que fueron vendidas en el segundo trimestre del mismo año.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** durante el segundo trimestre terminado al 30 de junio de 2025, representa una disminución **US\$1.872 millones** respecto al mismo período de 2024, correspondiente a menores resultados en operaciones discontinuadas, por la contribución que entregaban al resultado las operaciones de **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** en el primer trimestre de 2024 y que fueron vendidas en el segundo trimestre del mismo año.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	jun.-25	dic.-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	6.272	7.419	(1.147)	(15,5%)
Activos No Corrientes	27.220	24.065	3.155	13,1%
Total Activos	33.492	31.484	2.008	6,4%

El total de activos de Enel Américas al 30 de junio de 2025 aumentaron en **US\$2.008 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Activos Corrientes** presentan una baja de **US\$1.147 millones**, equivalente a un **15,5%**, principalmente explicado por:
 - La disminución del **efectivo y efectivo equivalente** por **US\$1.501 millones**, compuesto principalmente por:
 - (1) Ingreso neto de flujos operacionales por **US\$383 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros;
 - (2) Salida neta de flujos por actividades de inversión por **US\$801 millones**, que corresponden a egresos de flujo de efectivo por: (i) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$459 millones**; (ii) incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$421 millones**; (iii) erogaciones en inversiones a más de 90 días por **US\$413 millones**; (iv) pagos procedentes de instrumentos derivados por **US\$10 millones**; (v) otras partidas por utilización de efectivo por otros conceptos de actividades de inversión por **US\$3 millones**. Estos ingresos de efectivo por actividades de inversión fueron compensados por: (i) recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$433 millones**; (ii) **US\$62 millones** por recuperaciones de préstamos a empresas relacionadas y su interés; (iii) **US\$6 millones** flujos procedentes de la venta y pérdida de control correspondiente de la compañía **ZE Colombia**; y, (iv) **US\$3 millones** por ingresos procedentes de instrumentos derivados.
 - (3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento por **US\$1.171 millones** que se relacionan con erogaciones relacionadas con: (i) desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US\$1.128 millones**; (ii) **US\$777 millones** de dividendos pagados; (iii) **US\$279 millones** por desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados; (iv) desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US\$265 millones**; y, (v) erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US\$44 millones**. Las anteriores erogaciones de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por ingresos de fondos relacionados con: (i) **US\$1.220 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US\$559 millones** de vencimientos de corto plazo y **US\$661 millones** restante con vencimiento en el largo plazo; (ii) recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US\$88 millones**; y, (iii) otras entradas de financiamiento por **US\$14 millones**.
 - (4) Aumento de **US\$82 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, e;
 - (5) Incremento de **US\$6 millones** por la variación asociado a disponibles para la venta.
 - Disminución de **otros activos financieros corrientes** por **US\$38 millones**, que se explican principalmente por instrumentos financieros con cambios en resultados, destacando en **Enel Brasil** por **US\$46 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$13 millones**, **Enel Generación Chocón** por **US\$12 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$12 millones**, y **Enel Colombia** por **US\$2 millones**, los que se compensan parcialmente por incremento en el mismo ítem en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$35 millones**, **Edesur** con **US\$11 millones**; y **EGP Volta Grande** por **US\$2 millones**.
 - Incremento de **otros activos no financieros corrientes** por **US\$97 millones**, que se explican por (i) **US\$39 millones** de aumento en obligaciones por impuestos de retención; (ii) **US\$31 millones** de incremento en otros activos no financieros corrientes, (iii) **US\$9 millones** de mayores servicios en curso prestados por terceros, (iii) **US\$8 millones** de mayores gastos pagados por anticipado, (iv) **US\$8 millones** de gastos en servicios de investigación y desarrollo; y, (v) **US\$1 millón** de impuestos Pis/Cofins en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Incremento de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$372 millones**, que se explica principalmente por efecto positivo de conversión por (i) **US\$244 millones** producto de la apreciación experimentada por el real brasileiro, y peso colombiano con respecto al dólar estadounidense respecto al período anterior; (ii) **US\$126 millones** de mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en **Edesur** y **Enel Trading Argentina**; (iii) **US\$32 millones** de mayores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Colombia**; y, (iv) **US\$6 millones** de mayores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Generación Piura**. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) disminución de volumen y precios medios de venta en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$37 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

- Incremento de **inventarios** por **US\$88 millones**, básicamente por efecto positivo de conversión en sociedades de distribución de Brasil ante la apreciación experimentada por el real brasileño frente al dólar estadounidense desde diciembre 2024 al 30 de junio de 2025.
 - Incremento de **impuestos corrientes** por **US\$29 millones**, originada por: (i) **US\$19 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Brasil y Colombia**, (ii) **US\$6 millones** por aumento de pagos provisionales de impuesto a la renta en **Enel Perú** por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**; y (iii) **US\$5 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Enel Generación Piura**.
 - Disminución de **activos disponibles para la venta**² por **US\$195 millones**, se origina principalmente por la variación de saldos de activos por la continuidad en **Enel Generación Piura**.
- > Aumento de los **Activos no Corrientes** por **US\$3.155 millones**, equivalente a un **13,1%** principalmente por:
- Incremento de **otros activos financieros no corrientes** por **US\$912 millones**, principalmente explicado por: (i) **US\$531 millones**, debido al efecto positivo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense, que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF12 en las sociedades de distribución brasileñas al 30 de junio de 2025; y, (ii) **US\$382 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Incremento de **otros activos no financieros no corrientes** por **US\$242 millones**, que se explica principalmente por: (i) **US\$98 millones** por mayores activos en construcción generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil; (ii) mayores impuestos por recuperar de PIS y COFINS por **US\$66 millones**, (iii) mayores depósitos judiciales **US\$50 millones**; (iv) mayores otros conceptos varios por **US\$16 millones**; y, (v) mayores impuestos al valor agregado por cobrar por **US\$12 millones**.
 - Incremento de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por **US\$178 millones**, que corresponden principalmente a acumulaciones y menores traspasos al corto plazo de cuentas comerciales, de acuerdo a: **US\$151 millones** de incremento en compañías distribuidoras brasileñas **Enel Distribución Rio, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará**; y **Enel Trading Brasil** con **US\$68 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **Enel X Brasil** con **US\$28 millones** y, **US\$14 millones** en **Enel Generación Chocón**.
 - Incremento de **activos intangibles distintos de la plusvalía** por **US\$199 millones** compuesto principalmente por: (i) incremento por **US\$317 millones** relacionados con el efecto de conversión de las distintas monedas funcionales en que opera la compañía; (ii) aumento por reconocimiento de nuevos intangibles por **US\$167 millones**, fundamentalmente en el negocio de distribución en Brasil; (iii) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$17 millones**, e, (iv) incremento de otros movimientos por **US\$1 millón**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) disminución por amortización del período por **US\$300 millones**; y, (ii) disminución por retiros por **US\$3 millones**.
 - Incremento de **plusvalía** por **US\$137 millones** explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada correspondientes a: (i) el real brasileño por **US\$132 millones**, y (ii) peso colombiano por **US\$5 millones**.
 - Incremento de **propiedades, plantas y equipos** por **US\$1.239 millones** compuesto principalmente por: (i) aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por **US\$495 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; (ii) incremento por **US\$655 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por depreciación del período por **US\$278 millones**; (v) retiros de servicios por **US\$5 millones**. (vi) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$332 millones**; (vii) **US\$57 millones** aumento en disponibles para la venta por la continuidad en **Enel Generación Piura**; y (viii) disminución por otros movimientos por **US\$17 millones**.
 - Incremento de **activos por derechos de uso** por **US\$196 millones**, compuesto principalmente por: (i) aumento por reconocimiento de nuevos contratos por **US\$116 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia; (ii) incremento por **US\$27 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por depreciación del período por **US\$30 millones**; (iv) menor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$1 millón**; (v) **US\$86 millones** aumento en disponibles para la venta por la continuidad en **Enel Generación Piura**; y, (vi) disminución por modificación de contratos por **US\$2 millones**.
 - Incremento de **activos por impuestos diferidos** por **US\$59 millones**, explicado principalmente por efecto apreciación de conversión en sociedades brasileñas producto de la disminución experimentada por el real brasileño respecto del dólar estadounidense.

² Para mayor información ver Nota N° 5.1 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de junio de 2025.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	jun.-25	dic.-24	Variación	Var %
Pasivo Corriente	6.290	7.115	(825)	(11,6%)
Pasivo No Corriente	8.790	7.962	828	10,4%
Patrimonio Total	18.412	16.407	2.005	12,2%
Atribuible a los propietarios de la controladora	16.065	14.130	1.935	13,7%
Participaciones no controladoras	2.347	2.277	70	3,1%
Total Patrimonio y Pasivos	33.492	31.484	2.008	6,4%

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 30 de junio de 2025 aumentaron en **US\$2.008 millones** respecto de 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Pasivos Corrientes** disminuyen en **US\$825 millones**, equivalentes a un **11,6%** explicado principalmente por:
- Aumento de **otros pasivos financieros corrientes** por **US\$309 millones** principalmente por: (i) obligaciones bancarias por obtención de préstamos y obligaciones con el público, tales como: **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$295 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$93 millones**, **Enel Generación Piura** por **US\$68 millones**, **Enel Américas** por **US\$19 millones**, y **EGP Volta Grande** por **US\$4 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por pagos de obligaciones bancarias por: (ii) **Enel Colombia** por **US\$85 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$64 millones**, **Edesur** por **US\$17 millones**, y **Enel Brasil** por **US\$3 millones**.
 - Aumento de **pasivos por arrendamientos corrientes** por **US\$29 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Aumento de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US\$56 millones**, explicado principalmente por: (i) incremento de otras cuentas por pagar por **US\$160 millones**, (ii) aumento de cuentas por pagar en servicios por **US\$101 millones**; (iii) **US\$84 millones** de mayores pasivos por compras de energía, (iii) incremento de **US\$83 millones** de dividendos por pagar a terceros; (iv) **US\$33 millones** de aumento de cuentas por pagar relacionadas al impuesto a la renta; y, (v) **US\$15 millones** de aumento de cuentas por pagar relacionadas investigación y desarrollo. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$173 millones** de menores cuentas por pagar por PIS/COFINS en sociedades de distribución en Brasil; (ii) **US\$145 millones** de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (iii) de menores cuentas por pagar al personal por **US\$68 millones**; (iv) de menores cuentas por pagar a **CAMMESA** por **US\$24 millones**. y, (v) **US\$1 millón** de disminución de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US\$694 millones**, principalmente por: (i) disminución en dividendos por pagar a la matriz **ENEL S.p.A.** por **US\$639 millones**; y, (ii) **US\$138 millones**; disminución de las cuentas por pagar a **EFI** debido a pagos efectuados de las subsidiarias brasileñas. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$74 millones** de aumento 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\$50 millones** de incremento de cuentas por pagar con **Enel Grids**; (2) **US\$11 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel S.p.A.**; (3) **US\$8 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Green Power S.p.A.**; y (4) **US\$6 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Enel X S.R.L.**
 - Aumento de **otras provisiones corrientes** por **US\$36 millones**, principalmente explicada por: (i) mayores provisiones varias por **US\$16 millones**; (ii) por mayores provisiones por reclamaciones legales **US\$8 millones**; (iii) mayores provisiones por obligaciones medioambientales de la subsidiaria **Enel Colombia S.A.** por **US\$10 millones**; y, (iv) mayores provisiones de impuestos de **US\$3 millones**.
 - Disminución de **pasivos por impuestos corrientes** por **US\$481 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$560 millones** de menor provisión de impuesto renta por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú**; y (ii) menor provisión de impuestos en Brasil de **US\$4 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado (i) **Edesur** con mayor provisión de impuestos por **US\$73 millones**; (iii) en **Enel Generación Chocón** por **US\$7 millones**; y, (iii) en **Enel Colombia** por **US\$3 millones**.
 - Aumento de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US\$34 millones**, básicamente originados por: (i) incremento en impuesto al valor agregado débito fiscal a pagar por **US\$31 millones**; e (ii) incremento en otros impuestos de retención por **US\$3 millones**.
 - Disminución de **pasivos disponibles para la venta** por **US\$113 millones** se origina principalmente se origina principalmente por la variación de saldos de activos por la continuidad en **Enel Generación Piura**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

- > Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **US\$828 millones**, equivalente a un **10,4%**, y se explica principalmente por:
- Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US\$335 millones**, fundamentalmente explicado por; (i) **US\$179 millones** obtención de deuda de Brasil y Colombia; (ii) efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias brasileñas por **US\$165 millones** por apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2025; (iii) efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias colombianas por **US\$136 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2025. Lo anteriormente parcialmente compensado por traspasos de obligaciones bancarias y obligaciones con el público al pasivo corriente por **US\$145 millones**.
 - Aumento de **pasivos por arrendamientos no corrientes** por **US\$90 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Aumento de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes** por **US\$462 millones explicada**; por, (i) **US\$248 millones de aumento de créditos Pis/Cofins a pagar por cuenta de terceros** de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (ii) **US\$174 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (iii) **US\$10 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; (iv) aumento de cuentas por pagar en servicios por **US\$10 millones**; y, (v) **US\$49 millones** de mayores cuentas varias por pagar. Lo anterior, fue parcialmente compensado por disminución de cuentas por pagar relacionados a investigación y desarrollo por **US\$8 millones**.
 - Aumento de **otras provisiones no corrientes** por **US\$82 millones**, principalmente explicada por; (i) mayores provisiones por reclamaciones legales por **US\$51 millones**; (ii) **US\$16 millones de mayores provisiones relacionadas al medio ambiente**; (iii) mayores provisiones de impuestos de **US\$7 millones**; y, (iv) **US\$4 millones de mayores provisiones varias**.
 - Aumento de **pasivo por impuestos diferidos** por **US\$13 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\$130 millones** que se explican por (i) **US\$319 millones** de menores aportes en el período; (ii) **US\$44 millones** por disminución en el financiamiento mínimo requerido de acuerdo a CINIIF 14; (iii) **US\$18 millones** por disminución por cambios en el límite de activos; y, (iv) **US\$5 millones** de disminución por beneficios pagados en el período. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) aumento de **US\$93 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; (ii) aumento por actualización de supuestos de variables actuariales en las sociedades de Brasil por **US\$71 millones**; (iii) **US\$48 millones** de aumento por devengamiento de intereses; (iv) **US\$22 millones** de aumento en el rendimiento de los activos del plan; (v) **US\$21 millones** de pérdidas en rendimiento de los activos del plan; y, (vi) **US\$2 millones** de aumento encostos del servicio.
- > El **Patrimonio total** aumentó en **US\$2.005 millones**, explicado por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US\$1.935 millones** principalmente por; (i) aumento por la utilidad del período por **US\$432 millones**; (ii) disminución del período en beneficios a empleados en planes definidos por **US\$34 millones**; (iii) disminución por cambios contables referidos a la consolidación de Enel Generación Piura por **US\$10 millones** y, (iv) aumento de otras reservas por **US\$1.547 millones**, principalmente por; (a) mayores diferencias de conversión positivas por **US\$1.393 millones**; (b) incremento de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio por **US\$6 millones**; y (c) reservas positivas por **US\$148 millones**, por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina.
 - Las **participaciones no controladoras** aumentaron en **US\$70 millones** y se explican principalmente por; (i) disminución por declaración de dividendos por; **US\$248 millones**; (ii) aumento de otras reservas varias por **US\$69 millones**, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina y; (iii) aumento de otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión por **US\$51 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por aumento por la utilidad del período por **US\$198 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	jun.-25	dic.-24	jun.-24	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,00	1,04	-	(0,05)	(4,4%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,91	0,98	-	(0,07)	(6,9%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(18)	304	-	(322)	(105,9%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,82	0,92	-	(0,10)	(10,9%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	41,7%	47,2%	-	(5,5) p.p.	-
	Deuda Largo Plazo (5)	%	58,3%	52,8%	-	5,5 p.p.	-
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,73	-	2,72	1,00	36,9%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,3%	-	20,3%	(1,0) p.p.	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	4,8%	-	18,2%	(13,4) p.p.	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	3,1%	-	8,1%	(4,9) 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 30 de junio de 2025 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 30 de junio de 2025 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 30 de junio de 2025 alcanzó **1,00 veces**, inferior en un **4,4%** respecto al indicador al 30 de junio de 2024. Esta variación se origina principalmente por disminución del efectivo y equivalentes al efectivo, dado que en año anterior contiene recaudaciones procedentes de las ventas de **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida durante el primer semestre de 2024, y mayores cuentas por pagar en dividendos a nuestra matriz **Enel S.P.A.** en mismo año.
- La **razón ácida** al 30 de junio de 2025 alcanzó **0,91 veces**, inferior en un **6,9%** respecto al indicador al 30 de junio de 2024, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente además de menores inventarios mantenidos al 30 de junio de 2025.
- El **capital de trabajo** al 30 de junio de 2025 asciende a **US\$18 millones** negativo lo que representa una disminución de **US\$322 millones** respecto a diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente la obtención de préstamos de Enel Distribución Sao Paulo.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,82 veces** inferior en un **10,9%** al valor presentado al 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se origina principalmente por un mayor patrimonio originado en el reconocimiento de utilidades por **US\$630 millones** y mayores diferencias de conversión positivas por **US\$1.393 millones**, durante el período terminado al 30 de junio de 2025.
- La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 30 de junio de 2025 fue de **3,73 veces**, lo cual representa un aumento de **36,9%** comparado con el mismo período de 2024, principalmente a un incremento del EBITDA por mayores resultados en los negocios de distribución en Argentina, y generación en Colombia y Centroamérica.
- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **4,8%** al 30 de junio de 2025, lo que se compara negativamente con una rentabilidad positiva de **18,2%** registrado en el mismo período de 2024. Esta disminución se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida durante el primer semestre de 2024.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un **3,1%** al 30 de junio de 2025, lo que representa una baja de **(4,9) p.p.** respecto al **8,1%** presentado comparando el período de 2024. Esta baja también se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida durante el primer semestre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

Principales flujos de efectivo:

El flujo de efectivo neto del período fue un monto negativo de **US\$1.590 millones** por el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa una disminución de **US\$4.391 millones** con respecto al mismo período de 2024.

Las principales variaciones por flujos, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	jun.-25	jun.-24	Variación	Var %
Flujo de la Operación	383	1.012	(629)	(62,2%)
Flujo de Inversión	(801)	3.068	(3.869)	(126,1%)
Flujo de Financiamiento	(1.171)	(1.279)	108	(8,4%)
Flujo neto del período	(1.590)	2.801	(4.391)	(156,8%)

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US\$383 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025, representando una disminución de un **62,2%**, equivalentes a **US\$629 millones** con respecto al mismo período 2024. La variación neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por; **(i) US\$1.745 millones** de menores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; **(ii) US\$303 millones** de mayores pagos en impuestos; y **(iii) US\$39 millones** de mayores pagos correspondiente a otras entradas de efectivo.

Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$997 millones** de menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; **(ii) US\$288 millones** menores pagos por otras actividades de operación; **(iii) US\$145 millones** de menores pagos a y por cuenta de los empleados; **(iv) US\$16 millones** de menores cobros de otras actividades y, **(v) US\$13 millones** de mayores cobros de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias por **US\$13 millones**; de la operación.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una menor recaudación de flujos de **US\$3.869 millones** al 30 de junio de 2025, al compararlo con el mismo período del 2024, que se explica principalmente por disminuciones de flujos de inversión por; **(i) US\$4.248 millones** de menores recaudaciones procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios, básicamente por los ingresos de efectivo registrados en 2024 por las ventas de **Enel Generación Perú, Veracruz, Enel Distribución Perú y Enel X Perú**; **(ii) US\$19 millones** por mayores compras de inversiones a más de 90 días; y, **(iii) US\$18 millones** de menores cobros relacionados a instrumentos derivados. **(iv) US\$6 millones** de mayores cobros por préstamos a empresas relacionadas; y, **(v) US\$1 millón** de mayores pagos relacionados a instrumentos derivados;

Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por; **(i) US\$378 millones** por menores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; **(ii) US\$22 millones** por mayores cobros en la venta de inversiones a más de 90 días; **(iii) US\$22 millones** por mayores intereses obtenidos en inversiones; **(iv) US\$3 millones** menores egresos por préstamos a empresas relacionadas; **(v) US\$6 millones** de menores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo de **Enel Colombia** en contraste a período anterior; y ; **(vi) US\$5 millones** por mayores entradas de conceptos diversos.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un menor egreso de efectivo por **US\$108 millones** en el período terminado al 30 de junio de 2025 comparado con el mismo período del 2024, originados principalmente por; **(i) US\$970 millones** de menores pagos de préstamos a empresas relacionadas; **(ii) US\$453 millones** de menores pagos de créditos bancarios y financiamiento con bonos; **(iii) US\$147 millones** de menores pagos de intereses; **(iv) US\$140 millones** de menores pagos por reembolsos de préstamos bancarios y obligaciones con el público; y, **(v) US\$15 millones** de menores pagos netos por otras actividades de financiamiento.

Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$1.087 millones** de menores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; **(ii) US\$516 millones** de mayores pagos de dividendos; y **(vi) US\$14 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para el período terminado al 30 de junio de 2025 y 2024:

Información Propiedades, Planta y Equipos

(en millones de US\$)

EMPRESA	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos, y Activos Intangibles			Depreciaciones y amortizaciones		
	jun.-25	jun.-24	Var %	jun.-25	jun.-24	Var %
Enel Generación Chocón S.A.	-	-	n.a.	-	1	(100,0%)
Enel Colombia Segmento de Generación	137	120	14,2%	43	38	13,2%
Enel Generación Perú S.A.	-	41	(100,0%)	-	-	n.a.
Chinango	-	2	(100,0%)	-	-	n.a.
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	1	0,0%	5	6	(16,7%)
EGP Volta Grande	-	2	(100,0%)	-	1	(100,0%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	192	178	7,9%	122	108	13,0%
Edesur S.A.	60	70	(14,3%)	86	73	17,8%
Enel Distribución Perú S.A.	-	68	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	114	111	2,7%	79	76	3,9%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	136	140	(2,9%)	63	58	8,6%
Enel Colombia Segmento de Distribución	157	169	(7,1%)	67	76	(11,8%)
Enel Generación Piura S.A.	-	3	(100,0%)	5	-	n.a.
Enel X Brasil	2	3	(33,3%)	3	5	(40,0%)
Enel Green Power Brasil	73	329	(77,8%)	102	92	10,9%
Enel Green Power Centroamérica	8	21	(61,9%)	25	25	0,0%
Total	880	1.258	(30,0%)	600	559	7,3%

(*) Incluye activos intangibles por concesiones



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE JUNIO DE 2025

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 30 DE JUNIO DE 2025

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 30.06.2025 %	al 31.12.2024 %
Tasa de interés fija	24%	24%

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 30 DE JUNIO DE 2025

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.

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 primer semestre de 2025, 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

Al 30 de junio de 2025, el Grupo Enel Américas continúa expuesto al riesgo de variaciones en los precios de ciertos commodities, principalmente a través de:

- La compra de combustibles para el proceso de generación de energía eléctrica.
- Las operaciones de compraventa de energía realizadas en mercados locales.

Con el objetivo de mitigar el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial que establece niveles de compromisos de venta alineados con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluye cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para los clientes regulados, sometidos a procesos de licitación a largo plazo, se han definido polinomios de indexación que permiten reducir la exposición a las variaciones en los precios de los commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo ha logrado minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer semestre de 2025.

En consideración a las condiciones operativas de la generación eléctrica, la hidrología y la volatilidad de los precios de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía verifica de manera constante la conveniencia de implementar coberturas para reducir el impacto de estas variaciones en los resultados.

Al 30 de junio de 2025, 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 30 DE JUNIO DE 2025

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 30 de junio de 2025, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de US\$1.575 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US\$ 1.000 millones en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de US\$3.076 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).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2025

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:

- 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\$417 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 30 DE JUNIO DE 2025

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.