

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2024.
(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023).
(Con el Informe del Revisor Fiscal)

Build the
FUTURE through

SUSTAINABLE

POWER.

INFORME DEL REVISOR FISCAL

Señores Accionistas

Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Informe sobre la auditoría de los estados financieros Opinión

He auditado los estados financieros separados de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), los cuales comprenden el estado separado de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y los estados separados de resultados, de otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas, que incluyen las políticas contables materiales y otra información explicativa.

En mi opinión, los estados financieros separados que se mencionan, preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera separada de la Compañía al 31 de diciembre de 2024, los resultados separados de sus operaciones y sus flujos separados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, aplicadas de manera uniforme con el año anterior.

2

Bases para la opinión

Efectué mi auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia (NIAs). Mis responsabilidades de acuerdo con esas normas son descritas en la sección "Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros separados" de mi informe. Soy independiente con respecto a la Compañía, de acuerdo con el Código de Ética para profesionales de la Contabilidad emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código IESBA - *International Ethics Standards Board for Accountants*, por sus siglas en inglés) incluido en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia junto con los requerimientos éticos que son relevantes para mi auditoría de los estados financieros separados establecidos en Colombia y he cumplido con mis otras responsabilidades éticas de acuerdo con estos requerimientos y el Código IESBA mencionado. Considero que la evidencia de auditoría que he obtenido es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

Asuntos clave de auditoría

He determinado que no existen asuntos clave de auditoría que se deban comunicar en mi informe.

Otros asuntos

Los estados financieros separados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por mí y en mi informe de fecha 29 de febrero de 2024, expresé una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Responsabilidad de la administración y de los encargados del gobierno corporativo de la Compañía en relación con los estados financieros separados

La administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros separados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros separados libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

En la preparación de los estados financieros separados, la administración es responsable por la evaluación de la habilidad de la Compañía para continuar como un negocio en marcha, de revelar, según sea aplicable, asuntos relacionados con la continuidad de la misma y de usar la base contable de negocio en marcha a menos que la administración pretenda liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa más realista que proceder de una de estas formas.

Los encargados del gobierno corporativo son responsables por la supervisión del proceso de reportes de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros separados

Mis objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros separados considerados como un todo, están libres de errores de importancia material bien sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya mi opinión. Seguridad razonable significa un alto nivel de aseguramiento, pero no es una garantía de que una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs siempre detectará un error material, cuando este exista. Los errores pueden surgir debido a fraude o error y son considerados materiales si, individualmente o en agregado, se podría razonablemente esperar que influyan en las decisiones económicas de los usuarios, tomadas sobre la base de estos estados financieros separados.

Como parte de una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs, ejerzo mi juicio profesional y mantengo escepticismo profesional durante la auditoría. También:

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros separados, bien sea por fraude o error, diseño y realizo procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtengo evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar un error material resultante de fraude es mayor que aquel que surge de un error, debido a que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, representaciones engañosas o la anulación o sobrepaso del control interno.
- Obtengo un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el objetivo de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evalúo lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de los estimados contables y de las revelaciones relacionadas, realizadas por la administración.
- Concluyo sobre lo adecuado del uso de la hipótesis de negocio en marcha por parte de la administración y, basado en la evidencia de auditoría obtenida, sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan indicar dudas significativas sobre la habilidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluyera que existe una incertidumbre material, debo llamar la atención en mi informe a la revelación que describa esta situación en los estados financieros separados o, si esta revelación es inadecuada, debo modificar mi opinión. Mis conclusiones están basadas en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe. No obstante, eventos o condiciones futuras pueden causar que la Compañía deje de operar como un negocio en marcha.
- Evalúo la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros separados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros separados presentan las transacciones y eventos subyacentes para lograr una presentación razonable.
- Obtengo evidencia de auditoría suficiente y apropiada respecto de la información financiera de las entidades o actividades de negocios dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros del Grupo. Soy responsable por la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Sigo siendo el único responsable por mi opinión de auditoría.

Comunico a los encargados del gobierno de la Compañía, entre otros asuntos, el alcance planeado y la oportunidad para la auditoría, así como los hallazgos de auditoría significativos, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifique durante mi auditoría.

También proporciono a los encargados del gobierno corporativo la confirmación de que he cumplido con los requerimientos éticos relevantes de independencia y que les he comunicado todas las relaciones y otros asuntos que razonablemente se pueda considerar que influyen en mi independencia y, cuando corresponda, las salvaguardas relacionadas.

Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto durante 2024:

- a) La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.
- b) Las operaciones registradas en los libros se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas.
- c) La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.
- d) Existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores, el cual incluye la constancia por parte de la administración sobre la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.
- e) La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al sistema de seguridad social integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al sistema de seguridad social integral.

Para dar cumplimiento a lo requerido en los artículos 1.2.1.2. y 1.2.1.5. del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, en desarrollo de las responsabilidades del Revisor Fiscal contenidas en los numerales 1° y 3° del artículo 209 del Código de Comercio, relacionadas con la evaluación de si los actos de los administradores de la Compañía se ajustan a los estatutos y a las órdenes o instrucciones de la Asamblea de Accionistas y si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, emití un informe separado de fecha 27 de febrero de 2025.



Andrea Rodríguez Mur

Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
T.P. 145083 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

27 de febrero de 2025

INFORME INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE LOS NUMERALES 1º Y 3º) DEL ARTÍCULO 209 DEL CÓDIGO DE COMERCIO

Señores Accionistas

Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Descripción del Asunto Principal

Como parte de mis funciones como Revisor Fiscal y en cumplimiento de los artículos 1.2.1.2 y

1.2.1.5 del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificados por los artículos 4 y 5 del Decreto 2496 de 2015, respectivamente, debo reportar sobre el cumplimiento de los numerales 1º) y 3º) del artículo 209 del Código de Comercio, detallados como sigue, por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. en adelante “la Compañía” al 31 de diciembre de 2024, en la forma de una conclusión de seguridad razonable independiente, acerca de que los actos de los administradores han dado cumplimiento a las disposiciones estatutarias y de la Asamblea de Accionistas y que existen adecuadas medidas de control interno, en todos los aspectos materiales, de acuerdo con los criterios indicados en el párrafo denominado “Criterios” de este informe:

1º) Si los actos de los administradores de la Compañía se ajustan a los estatutos y a las órdenes o instrucciones de la Asamblea de Accionistas, y

3º) Si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder.

6

Responsabilidad de la administración

La administración de la Compañía es responsable por el cumplimiento de los estatutos y de las decisiones de la Asamblea de Accionistas y por diseñar, implementar y mantener medidas adecuadas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Responsabilidad del revisor fiscal

Mi responsabilidad consiste en examinar si los actos de los administradores de la Compañía se 3000, por sus siglas en inglés, emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento – International Auditing and Assurance Standard Board – IAASB, por sus siglas en inglés y traducida al español en 2018). Tal norma requiere que planifique y efectúe los procedimientos que considere necesarios para obtener una seguridad razonable acerca de si los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y sobre si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia, en todos los aspectos materiales.

La Firma de contadores a la cual pertenezco y que me designó como revisor fiscal de la Compañía, aplica el Estándar Internacional de Control de Calidad No. 1 y, en consecuencia, mantiene un sistema completo de control de calidad que incluye políticas y procedimientos documentados sobre el cumplimiento de los requisitos éticos, las normas profesionales legales y reglamentarias aplicables.

He cumplido con los requerimientos de independencia y ética del Código de Ética para Contadores Profesionales emitido por la Junta de Normas Internacionales de Ética para Contadores – IESBA, por sus siglas en inglés, que se basa en principios fundamentales de integridad, objetividad, competencia profesional y debido cuidado, confidencialidad y comportamiento profesional.

Los procedimientos seleccionados dependen de mi juicio profesional, incluyendo la evaluación del riesgo de que los actos de los administradores no se ajusten a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y que las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder no estén adecuadamente diseñadas e implementadas, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Este trabajo de aseguramiento razonable incluye la obtención de evidencia al 31 de diciembre de 2024. Los procedimientos incluyen:

- Obtención de una representación escrita de la administración sobre si los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y sobre si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

- Lectura y verificación del cumplimiento de los estatutos de la Compañía.
- Obtención de una certificación de la administración sobre las reuniones de la Asamblea de Accionistas, documentadas en las actas.
- Lectura de las actas de la Asamblea de Accionistas y los estatutos y verificación de si los actos de los administradores se ajustan a los mismos.
- Indagaciones con la Administración sobre cambios o proyectos de modificación a los estatutos de la Compañía durante el período cubierto y validación de su implementación.
- Evaluación de si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia, lo cual incluye:
- Pruebas de diseño, implementación y efectividad sobre los controles relevantes de los componentes de control interno sobre el reporte financiero, que incluye lo requerido en la Circular Externa 012 de 2022, inmersa en el Capítulo I, Título V de la Parte III de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia y los elementos establecidos por la Compañía, tales como: entorno de control, proceso de valoración de riesgo por la entidad, los sistemas de información, actividades de control y seguimiento a los controles.
- Evaluación del diseño, implementación y efectividad de los controles relevantes, manuales y automáticos, de los procesos clave del negocio relacionados con las cuentas significativas de los estados financieros.
- Emisión de cartas a la gerencia con mis recomendaciones sobre las deficiencias en el control interno consideradas no significativas que fueron identificadas durante el trabajo de revisoría fiscal.

Limitaciones inherentes

Debido a las limitaciones inherentes a cualquier estructura de control interno, es posible que existan controles efectivos a la fecha de mi examen que cambien esa condición en futuros períodos, debido a que mi informe se basa en pruebas selectivas y porque la evaluación del control interno tiene riesgo de volverse inadecuada por cambios en las condiciones o porque el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos puede deteriorarse. Por otra parte, las limitaciones inherentes al control interno incluyen el error humano, fallas por colusión de dos o más personas o, inapropiado sobrepaso de los controles por parte de la administración.

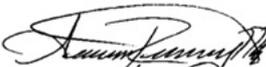
Criterios

Los criterios considerados para la evaluación de los asuntos mencionados en el párrafo Descripción del Asunto principal comprenden: a) los estatutos sociales y las actas de la Asamblea de Accionistas y, b) los componentes del control interno implementados por la Compañía, tales como el ambiente de control, los procedimientos de evaluación de riesgos, sus sistemas de información y comunicaciones y el monitoreo de los controles por parte de la administración y de los encargados del gobierno corporativo, los cuales están basados en lo establecido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Conclusión

Mi conclusión se fundamenta en la evidencia obtenida sobre los asuntos descritos, y está sujeta a las limitaciones inherentes planteadas en este informe. Considero que la evidencia obtenida proporciona una base de aseguramiento razonable para fundamentar la conclusión que expreso a continuación:

En mi opinión, los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, en todos los aspectos materiales, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.



Andrea Rodríguez Mur

Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
T.P. 145083 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

27 de febrero de 2025

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Separado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 897.063.334	\$ 1.437.701.171
Otros activos financieros	5	78.209.882	19.420.007
Otros activos no financieros	6	67.696.037	64.879.757
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	1.960.126.018	2.394.965.018
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	22.390.355	14.054.079
Inventarios, neto	9	438.197.150	502.366.448
Activos mantenidos para la venta	10	223.732.802	424.508.688
Activos por impuestos de renta	11	145.591.968	5.842.707
Total activo corriente		3.833.007.546	4.863.737.875
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros no corrientes	5	18.878.530	30.256.096
Otros activos no financieros no corrientes	6	232.516.977	215.991.146
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	51.293.534	54.134.284
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	3.503.505.035	3.035.336.196
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	633.393.512	787.050.032
Propiedades, planta y equipo, neto	14	20.396.355.106	18.549.693.669
Total activo no corriente		24.835.942.694	22.672.461.423
Total Activo		28.668.950.240	27.536.199.298
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros corrientes	15	2.036.538.538	2.174.345.864
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	16	1.984.237.157	2.756.987.272
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	146.617.519	118.805.908
Otras provisiones corrientes	17	235.666.326	225.473.844
Pasivos por impuestos corrientes	18	-	366.180.109
Otros pasivos no financieros corrientes	19	308.931.430	340.874.621
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	20	118.895.068	129.495.572
Total pasivo corriente		4.830.886.038	6.112.163.190
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros no corrientes	15	8.047.569.145	7.210.819.788
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	21.087.548	23.696.248
Otras provisiones no corrientes	17	731.652.951	195.611.469
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	351.309.144	499.773.206
Pasivo por impuestos diferidos	21	481.467.419	365.077.965
Total pasivo no corriente		9.633.086.207	8.294.978.676
Total pasivo		\$ 14.463.972.245	\$ 14.407.141.866

	Nota	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Patrimonio			
Capital emitido	22	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.783.197.947	1.851.635.302
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		475.585.340	(155.295.479)
Utilidad del periodo		2.251.936.168	1.931.621.190
Utilidades retenidas		738.189.072	545.026.951
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NIIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		5.735.401.267	5.221.924.168
Total Patrimonio		14.204.977.995	13.129.057.432
Total pasivo y patrimonio		\$ 28.668.950.240	\$ 27.536.199.298

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Signed by
**FRANCESCO
BERTOLI**
Francesco Bertoli
Representante Legal


Signed by Luz
Dary Sarmiento
Quintero
Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Estado de Resultados, por Naturaleza, Separado

(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2023)

(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 15.465.944.565	\$ 15.173.011.794
Otros ingresos de operación	23	128.271.844	136.012.527
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		15.594.216.409	15.309.024.321
Aprovisionamientos y servicios	24	(9.113.556.062)	(8.161.775.447)
Margen de contribución		\$ 6.480.660.347	\$ 7.147.248.874
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	13 y 14	169.954.557	156.629.523
Gastos de personal	25	(517.633.722)	(493.022.797)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(785.563.924)	(636.265.261)
Resultado bruto de operación		5.347.417.258	6.174.590.339
Depreciaciones y amortizaciones	27	(926.807.906)	(826.641.152)
Pérdidas por deterioro	28	(273.640.184)	(654.561.317)
Resultado de operación		4.146.969.168	4.693.387.870
Ingresos financieros	29	180.495.289	266.259.974
Gastos financieros	29	(1.145.518.673)	(1.139.344.495)
Diferencia en cambio, neto	29	(23.882.822)	20.903.659
Resultado financiero, neto		(988.906.206)	(852.180.862)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	30	186.116.137	(211.832.508)
Resultados en venta y disposición de activos, neto	31	(16.744.455)	16.239.677
Resultados antes de impuestos		3.327.434.644	3.645.614.177
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(1.075.498.476)	(1.713.992.987)
Utilidad del período		\$ 2.251.936.168	\$ 1.931.621.190
Ganancia por acción básica y diluida	33	15.122	12.971
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.913.918

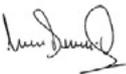
12

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Signed by
**FRANCESCO
BERTOLI**

Francesco Bertoli
Representante Legal


Signed by Luz
Dary Sarmiento
Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado del Otro Resultado Integral Separado
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Resultado del Ejercicio	\$ 2.251.936.168	\$ 1.931.621.190
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(447.626)	(2.618.023)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	155.401.746	(120.537.047)
Conversión método de participación	462.455.103	(869.518.200)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	617.409.223	(992.673.270)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	107.031.002	(420.290.854)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	107.031.002	(420.290.854)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(56.098.554)	41.443.631
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(56.098.554)	41.443.631
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(37.460.852)	135.279.022
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	(37.460.852)	135.279.022
Total otro resultado integral	630.880.819	(1.236.241.471)
Resultado Integral Total	\$ 2.882.816.987	\$ 695.379.719

13

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Signed by
FRANCESCO BERTOLI
Francesco Bertoli
Representante Legal


Signed by Luz
Dary Sarmiento
Quintero
Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Cambios en el Patrimonio Separado
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Reservas									Otro resultado Integral					
	Capital emitido	Costos de Capital	Prima de emisión	Prima por Fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Otras reservas	Total Reservas	Ganancias y pérdidas nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Método de Participación Subsidiarias	Total Otro resultado Integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio
Patrimonio Inicial al 01-01-2023	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 381.958.956	\$ 1.146.052.277	\$ 1.882.254.998	\$ 278.975.223	\$ (117.352.484)	\$ 919.323.253	\$ 1.080.945.992	\$ 5.997.936.967	\$ 15.171.931.398
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.931.621.190	1.931.621.190
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(1.236.241.471)	-	(1.236.241.471)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(1.236.241.471)	1.931.621.190	695.379.719
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	-	-	-	-	(2.707.633.989)	(2.738.253.685)
Total disminución en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(1.236.241.471)	(776.012.799)	(2.042.873.966)
Patrimonio Final al 31-12-2023	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 351.339.260	\$ 1.146.052.277	\$ 1.851.635.302	\$ (8.654.632)	\$ (196.445.900)	\$ 49.805.053	\$ (155.295.479)	\$ 5.221.924.168	\$ 13.129.057.432
Patrimonio Inicial al 01-01-2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 351.339.260	\$ 1.146.052.277	\$ 1.851.635.302	\$ (8.654.632)	\$ (196.445.900)	\$ 49.805.053	\$ (155.295.479)	\$ 5.221.924.168	\$ 13.129.057.432
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.251.936.168	2.251.936.168
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	-	630.880.819
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	2.251.936.168	2.882.816.987
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.069)	(1.806.896.424)
Total incremento en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	513.477.099	1.075.920.563
Patrimonio Final al 31-12-2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 282.901.905	\$ 1.146.052.277	\$ 1.783.197.947	\$ 60.467.892	\$ (97.142.708)	\$ 512.260.156	\$ 475.585.340	\$ 5.735.401.267	\$ 14.204.977.995

14

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.



Francesco Bertoli
Representante Legal

Signed by
FRANCESCO BERTOLI



Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

Signed by Luz
Dary Sarmiento Quintero



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Flujos de Efectivo Separado, Método Directo
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	14.501.301.335	14.298.910.138
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	201.915.997	190.528.399
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	16.892.757	20.229.150
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	2.552.901.609	2.664.774.263
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(8.536.291.352)	(8.521.713.316)
<i>Pagos a y por cuenta de los empleados</i>	(570.968.626)	(379.125.187)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(82.558.433)	(53.920.196)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(2.781.171.025)	(1.964.859.191)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	\$ 5.302.022.262 \$	6.254.824.060
Impuestos a las ganancias pagados	(1.499.494.807)	(1.869.805.008)
Otras salidas de efectivo	(184.137.411)	(221.458.734)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	\$ 3.618.390.044 \$	4.163.560.318
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otro negocio	-	181.109.524
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	-	(18.000.000)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	(2.606.240)
Préstamos a entidades relacionadas	(2.100.000)	(17.500.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	24.035.369	27.908.866
Compras de propiedades, planta y equipo e intangibles	(2.250.429.517)	(2.701.690.794)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(46.064.895)	(219.181.786)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	41.472.983	48.031.171
Cobros a entidades relacionadas	-	576.854.562
Dividendos recibidos	165.641.293	268.346.308
Intereses recibidos actividades inversión	57.191.690	113.417.938
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	\$ (2.010.253.077) \$	(1.743.310.451)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	2.985.574.000	3.569.222.000
Reembolsos de préstamos	(2.216.836.042)	(1.683.818.642)
Dividendos pagados accionistas	(1.806.873.847)	(2.738.268.512)
Intereses pagados financiación	(1.067.496.564)	(948.626.789)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(27.508.948)	(27.853.603)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF16)	(41.018.082)	(37.896.139)
Otras entradas de efectivo financiación	25.384.679	105.818.694
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	\$ (2.148.774.804) \$	(1.761.422.991)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	\$ (540.637.837) \$	658.826.876
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.437.701.171	778.874.295
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 897.063.334 \$	1.437.701.171

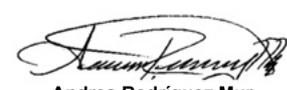
15

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Signed by
FRANCESCO BERTOLI
Francesco Bertoli
Representante Legal


Signed by Luz
Dary Sarmiento
Quintero
Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

Contenido

1. Información general	18
2. Bases de presentación.....	31
3. Políticas contables	37
4. Efectivo y equivalentes al efectivo.....	58
5. Otros activos financieros.....	59
6. Otros activos no financieros	62
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	63
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	67
9. Inventarios, neto.....	73
10. Activos mantenidos para la venta.....	75
11. Activos por impuesto sobre la renta	75
12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....	76
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	81
14. Propiedades, planta y equipo, neto	84
15. Otros pasivos financieros.....	90
16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	103
17. Provisiones	104
18. Pasivos por impuestos	113
19. Otros pasivos no financieros	115
20. Provisiones por beneficios a los empleados.....	116
21. Impuestos diferidos, neto.....	121
22. Patrimonio.....	123
23. Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	124

24. Aprovevisionamientos y servicios.....	128
25. Gastos de personal	129
26. Otros gastos fijos, por naturaleza.....	130
27. Gastos por depreciación y amortización.....	132
28. Pérdidas por deterioro.....	132
29. Resultado financiero.....	133
30. Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación	136
31. Resultado en venta de activos, neto	137
32. Gasto por impuesto a las ganancias.....	138
33. Utilidad por acción	139
34. Resultado integral.....	139
35. Activos y pasivos en moneda extranjera	140
36. Sanciones	141
37. Pólizas de seguro.....	145
38. Contingencias.....	145
39. Gestión de riesgos	158
40. Mercado de derivados energéticos.....	161
41. Información sobre valores razonables	162
42. Categorías de activos y pasivos financieros	164
43. Segmentos de operación	164
44. Temas Relevantes	166
45. Aprobación de Estados Financieros.....	169
46. Eventos Subsecuentes	169

1. Información general

1.1. Ente económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (en adelante “la Compañía”) es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por las Leyes 142 y 143 de 1994.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matrícula mercantil No. 01730333, con aporte de los activos de generación de la Compañía Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,49% de las acciones (ordinarias).

La Compañía es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Calle 93 No. 13 – 45 Piso 1°, Bogotá D.C. su término de duración es indefinido.

La Compañía es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.P.A. (en adelante, Enel).

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante documento privado del 2 de enero de 2024, inscrito el 29 de enero de 2024 bajo el No. 03059531 del libro IX, en el que la sociedad extranjera Enel S.P.A (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. y Energía y Servicios South América S.P.A. (Subordinadas); a su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (antes Inversora Codensa S.A.S.), Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S.–En Liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. y Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. (Subordinadas).

Producto de la adquisición del 100% de las acciones de la sociedad Guayepo III S.A.S. E.S.P., se encuentra pendiente el registro en Cámara de Comercio de Bogotá por la actualización de la situación de control y grupo empresarial.

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas, así como ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Adicionalmente la sociedad como parte de su objeto social podrá: Adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica de cualquier tecnología tales como, pero sin limitarse a, hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica, realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte pético; así como, el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización. De igual manera la Compañía podrá adquirir, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos en Colombia o en el exterior; vender o prestar bienes y/o servicios a otros agentes económicos dentro o fuera del país, relacionados con los servicios públicos. Participar en cualquier forma consorcial y/o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o complementarias con su objeto social;

Promover y fundar establecimientos de comercio o agencias en Colombia y en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporeal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros, tales como, pero sin limitarse a, contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, así como todo tipo de contratos con entidades bancarias y/o financieras y en general celebrar y ejecutar actos y contratos de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; participar en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; vender cualquier producto o sub producto derivado de la operación de plantas de generación diferente de la energía eléctrica, así como cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias y terceros, dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar con entidades financieras como corresponsal bancario y de seguros; realizar actividades de apoyo a Operadores de Servicios Postales debidamente habilitados y registrados por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en beneficio de sus clientes y de terceros; desarrollar líneas de negocio tales como: (i) gestión integral del servicio de alumbrado público; (ii) eficiencias energéticas, lo cual incluye, iluminación especial, desarrollo de ciudades y edificios inteligentes y sostenibles, domótica, sustitución de tecnología; (iii) movilidad eléctrica masiva, pública o privada; (iv) prestación de servicios de asesorías, interventoría, consultoría, estudios, análisis de información, procesamiento de datos de cualquier tipo; (v) comercialización de toda clase de productos propios y/o de terceros, tales como pero sin limitarse a seguros, suscripciones, servicios de mantenimiento de instalaciones y equipos; servicios de asistencia integrales tales como, médica, funeraria, al hogar y mascotas. En desarrollo de todas estas líneas de negocio, la sociedad podrá, financiar, proveer, administrar, operar, implementar y supervisar proyectos, ejecutar obras, entregar a cualquier título bienes y servicios, comercializar, mantener y en general desarrollar cualquier actividad que esté involucrada en la cadena de producción de dichos bienes o servicios, lo anterior en beneficio de sus clientes y de terceros, dentro o fuera del país; adelantar las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con comunidades en la zona de influencia de sus proyectos. Cualquiera de las actividades previstas en este objeto social, las podrá realizar la Compañía: (i) directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social, en especial, pero sin limitarse a, entidades financieras que presten servicios de banca tradicional y/o digital, otras empresas de servicios públicos, previa autorización de la Junta Directiva con independencia del monto de la inversión, o (ii) a través de cualquier tipo de contrato de colaboración empresarial, todo lo anterior dentro o fuera del país.

La Compañía cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 4 parques solares, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Cesar y Magdalena:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]*
Guavio	Hidráulica	1.250
Betania	Hidráulica	540
El Quimbo	Hidráulica	400
Guaca	Hidráulica	324
Paraíso	Hidráulica	276
Dario Valencia	Hidráulica	150
Tequendama	Hidráulica	57
Salto II	Hidráulica	35
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	226
Guayepo I&II (1)	Solar	370
La loma (2)	Solar	150
Fundación (2)	Solar	100
El Paso*	Solar	68

*MW en corriente alterna (AC). Declarados ante el operador de red-XM.

(1) Inicio de operación comercial: noviembre de 2024.

(2) Inicio de operación comercial: junio de 2024.

Nota: Actualmente en construcción/pruebas el proyecto solar Guayepo III.

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas realizadas entre enero y diciembre de 2024 fueron de 60.5 Mm³, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá, así como la venta a otros comercializadores y distribuidores.

Para el 2025 la Compañía se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3. Contratos de colaboración empresarial

La Compañía y Scotiabank Colpatria S.A. celebraron un acuerdo de colaboración empresarial Open Book con el objeto de proveer productos y servicios financieros a los usuarios del servicio público de energía en las categorías residenciales y comerciales, el cual está vigente desde 1 de noviembre de 2019 y la fecha de terminación del acuerdo que será cuando se surtan todos los trámites para la constitución de una compañía de financiamiento "NewCo" y se transfiera la cartera a la nueva compañía; como se establece en el Acuerdo Marco de Inversión suscrito el 31 de octubre de 2019.

El 12 de febrero de 2021 ha quedado en firme la Resolución 0054 del 26 de enero de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante la cual autorizó en asocio con Scotiabank Colpatria S.A. y otros accionistas, la constitución de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento, la compañía fue registrada ante Cámara de Comercio de Bogotá el 31 de marzo de 2021, este trámite ha sido notificado a la Superintendencia Financiera de Colombia.

El 10 de diciembre de 2021, se realizó la primera capitalización correspondiente al 50% del aporte de capital total acordado entre las partes. Adicionalmente, se ha realizado la entrega de los certificados provisionales de las acciones y el registro en el libro de registro de acciones de la NewCo, y acreditación del aporte de capital inicial. De esta forma se logra el primer cierre establecido en la "Sección 3.03 Primer Cierre" del Acuerdo Marco de Inversión.

El 28 de enero de 2022, se realizó el segundo giro con el que se alcanza el 100% del aporte de capital acordado entre las partes (48,99% Enel Colombia S.A. E.S.P. y 51% Scotiabank Colpatria S.A.).

Se firmó un nuevo acuerdo el cual tiene vigencia a partir de octubre de 2023, hasta octubre de 2029 (6 años) bajo un contrato de colaboración Open Book, ya que se acordó entre las partes no dar continuidad a la iniciativa de operar el negocio de Crédito Fácil Codensa bajo una nueva compañía de financiamiento comercial considerando las condiciones desfavorables de mercado.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación de la compañía constituida. Al 31 de diciembre de 2024, se encuentra en proceso de liquidación respectivo. Los recursos invertidos remanentes en la compañía fueron devueltos a los accionistas mediante una distribución anticipada en el mes de noviembre de 2024, previo a la liquidación de la Newco que se hará durante el primer trimestre de 2025.

El negocio Crédito Fácil Codensa se continuará desarrollando bajo el esquema de contrato de colaboración empresarial, el cual fue renovado en octubre de 2023 entre las Partes, lo que ratifica el compromiso para continuar ofreciendo los productos financieros y beneficios asociados a los clientes. Esta alianza permitirá continuar el desarrollo del modelo de negocio, con foco en su crecimiento, mejorar la experiencia y beneficios para los clientes y atender las nuevas necesidades en un mercado cambiante y competitivo.

1.4. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, tiene como principal objetivo definir, representar y promover la posición de la empresa en temas regulatorios del sector y ambientales ante gremios e instituciones colombianas, tanto a nivel nacional como local.

Desde la Gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que aportan al cumplimiento de los objetivos de la Compañía y al propio desarrollo y evolución de los mercados, éstas son soportadas y presentadas a las entidades respectivas ya sea directamente o a través de gremios y/o asociaciones a los que la Compañía se encuentra afiliada, de manera que puedan ser consideradas en el desarrollo de los ajustes regulatorios y normativos.

De forma complementaria, se realiza el seguimiento y control de las novedades regulatorias y normativas que son expedidas por las diferentes autoridades encargadas de definir la política, la regulación, la vigilancia y control a nivel nacional, regional y local, socializando, identificando y gestionando los potenciales impactos con las líneas de negocio. Adicionalmente se realiza monitoreo de novedades institucionales que tengan relación y pueden tener un impacto en la operación de los negocios.

En cuanto a los procesos de consulta pública, se llevan a cabo los análisis de impacto normativo en coordinación con las líneas de negocio y se gestionan los comentarios frente a las propuestas normativas, de manera que se defina la estrategia local óptima, mediante la gestión de las relaciones con los actores reguladores en el país (autoridades y organismos vinculados), socializando los impactos y realizando propuestas que contribuyan al desarrollo del sector y de la Organización.

En igual sentido, y considerando la información que es publicada y/o socializada por parte de las entidades de Gobierno, se revisan, analizan, comparten y difunden las agendas regulatorias e institucionales para que sean comentadas dentro de las condiciones establecidas para la participación pública por cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

Energía Eléctrica

En 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, mientras que para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

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

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales, Subastas de Contratación de Largo Plazo – SCLP y otros mecanismos de comercialización habilitados en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Además, para promover la expansión del sistema, así como garantizar la disponibilidad de la oferta de Energía, se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Obligación de Energía Firme (“OEF”) del esquema de “Cargo por Confiabilidad” y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos de diciembre 1° de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1° de 2024 a noviembre 30 de 2025, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FNCER, se encuentran respaldadas por la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo 296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante la Ley 2099 de 2021, que define el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, y entre otros se establece los beneficios tributarios que se constituyen como incentivos.

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados usuarios no regulados, mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP), además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2024:

En enero de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en firme la Resolución 101 036 de 2024, en el que habilita la contratación directa de energía para proteger a los usuarios regulados de los altos precios en la bolsa de energía durante el Fenómeno de El Niño. La Resolución crea una modalidad de contrato denominado “Contrato pague lo contratado condicionado a la Generación Ideal no Comprometida en Contratos (PCG)”, que se podrá suscribir bilateralmente hasta el 1 de marzo de 2024, y que tendrán una duración máxima hasta el 28 de febrero de 2026. Las cantidades máximas a contratar serán incluidas en el límite de compras propias de la Resolución CREG 130 de 2019, el cual no se flexibiliza, y los precios resultantes de los contratos se podrán trasladar a la tarifa de los usuarios regulados, dentro de unos límites anuales.

En el mismo mes, y de manera concomitante con la norma antes mencionada, la CREG publicó la Resolución 101-034 de 2024, "Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional, SIN". Esta norma definitiva, que tiene carácter transitorio de 6 meses, tiene como fin el de facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño, mediante la flexibilización temporal de las exigencias regulatorias requeridas para esta entrega. Lo anterior, para plantas menores, autogeneradores y cogeneradores con capacidad superior a 1 MW.

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en firme la Resolución 101-035 de 2024, en cumplimiento del artículo 5 del Decreto 0929 de 2023, en la que flexibiliza los requerimientos del factor de potencia capacitivo que deben cumplir las instalaciones de los usuarios de acuerdo con el nivel de tensión al que se conectan. Lo anterior, implica que la energía reactiva a ser cobrada a los usuarios disminuiría proporcionalmente de acuerdo con los nuevos límites de factor de potencia y sus consumos.

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en firme la Resolución 105 007 de 2024, en los que se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997, con el propósito de fijar criterios para determinar e investigar las desviaciones significativas del consumo. La empresa deberá iniciar una investigación por desviación significativa cuando el consumo del usuario en un mes se encuentre más de tres (3) desviaciones estándar por encima del promedio histórico. Cuando el consumo esté por encima del límite superior, sólo se cobrará al usuario el consumo promedio de los últimos seis (6) meses y cuando esté por debajo del límite inferior, la empresa cobrará al usuario el consumo medido.

En febrero de 2024 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40042 de 2024, que incluye medidas como: (i) modificar los lineamientos sobre las solicitudes de cambios de las FPO y las garantías para proyectos de generación, cogeneración, autogeneración enmarcada en el proceso de asignación de capacidad de transporte, (ii) modificar las garantías asociadas a los proyectos de las subastas de contratación a largo plazo, (iii) dar libertad a los agentes para la modificación de los contratos de suministro de energía suscritos en las subastas de 2019 y 2021, y (iv) ampliar la definición de almacenamiento de energía establecida en la Resolución 40156 de 2022 del MME.

En el mes de abril de 2024, el Ministerio de Minas y Energía expidió tres resoluciones con el objetivo de hacer gestión de corto plazo para buscar mitigar los efectos que tuvo sobre el Sistema Interconectado Nacional el Fenómeno El Niño 2023-2024. La Resolución 40115/24 dispuso ampliar las medidas tomadas desde el año pasado en el sentido de restringir las exportaciones de energía al Ecuador, las cuales deben partir únicamente a partir de plantas de generación térmica a partir de combustibles líquidos y de plantas térmicas despachadas centralmente. Esta norma tuvo vigencia hasta el 31 de julio de 2024.

Por otra parte, la Resolución 40116/24 estableció que se debe incorporar dentro del despacho diario de generación, una meta mínima de generación térmica, y en este esquema, el MME definirá semanalmente la cantidad de generación térmica diaria necesaria, según recomendaciones del Centro Nacional de Despacho (CND). La medida estuvo vigente hasta el 31 de mayo. Finalmente, la Resolución 40132/24, dispone que el CND programará en el despacho y redespacho las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) que sean despachadas centralmente, en la base del programa de generación, y que estas plantas FNCR despachadas centralmente no serán objeto del cálculo de desviaciones ni de la liquidación de estas.

Esta última norma estuvo acompañada de la Resolución CREG 101 040-24, sobre liquidación de desviaciones para plantas variables y una nueva causal de redespacho, como medidas transitorias para aumentar la oferta de energía en el fenómeno del Niño; con esta Resolución, la medida tomada para las desviaciones de plantas tuvo vigencia hasta el 30 de junio de 2024.

En el mismo mes la CREG publicó las Resoluciones 101-037 y 101-038 de 2024, buscando continuar programas de apoyo a la viabilidad financiera de corto plazo de las empresas comercializadoras del país. La primera norma dispone ampliar la aplicación transitoria de la flexibilización del cálculo de garantías sobre los contratos en el Mercado de Energía Mayorista del 30 de abril de 2024 al 31 de julio de 2024, establece formas en las que el agente comercializador debe informar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) su acogimiento o no a esta medida, y ordena al ASIC realizar los ajustes a las garantías del mes de

mayo de 2024 en el siguiente ajuste semanal. La segunda norma expedida ha dispuesto permitir por quinta oportunidad a algunos agentes comercializadores que difieran el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), en cuanto a los cobros por generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; este quinto tramo de obligaciones que se generen comprenderá el periodo de marzo a junio de 2024, con un plazo para pago de 18 meses a partir de julio de 2024. Debemos resaltar que Enel Colombia S.A. E.S.P. en su rol de comercializador, continúa con la restricción para acogerse a estos tramos, dada su capacidad instalada de generación, y en cuanto a su rol como generador y distribuidor, podrían aumentarse los montos por recuperar que han sido diferidos por los agentes comercializadores con las anteriores definiciones de los Tramos 1, 2, 3 y 4.

Igualmente, en abril la CREG publicó en firme la Resolución 101-041 de 2024, mediante la cual estableció medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24. La medida definitiva establece: (i) no se ajustará el precio de oferta, si como resultado del predespacho ideal, la planta hidráulica con reserva disponible mayor a 20 días está presente en todos los períodos en los cuales declaró disponibilidad, (ii) en caso contrario, se ajustará su precio de oferta con el precio de la planta hidráulica despachada centralmente con menor precio de oferta, adicionado en 15 \$/kWh. Lo anterior no aplica si el embalse tiene un nivel igual o inferior al Nivel de ENFICC Probabilístico (nivel mínimo que necesita tener un embalse para que una planta asociada pueda generar su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad base), (iii) la norma tuvo vigencia hasta el 11 de mayo de 2024.

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó para comentarios el proyecto de Resolución 701 038 de 2024 mediante el cual propone la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional: en él se desagregan los costos reportados por cada agente, se proponen los costos a reconocer, se determina la eficiencia de cada comercializador a través de modelo de eficiencia, se propone un esquema de incentivos de calidad del servicio, y se actualizan las variables del costo variable de la actividad de comercialización (riesgo de cartera, riesgo financiero y margen operacional).

En el mes de mayo de 2024 el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 0484 de 2024, en el cual se dictan disposiciones normativas sobre la disponibilidad de gas natural para satisfacer la demanda de las plantas térmicas, buscando incorporar nueva energía al sistema, durante los eventos de baja hidrología determinados por el MME, conforme a los criterios del IDEAM y el CND. En resumen: (i) se va a emplear la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y la Cantidad Importada Disponible para la Venta (CIDV), ofrecido por los productores después de atender a la demanda esencial de gas natural, (ii) se utilizarán criterios de eficiencia basados en el consumo específico en MBTU/MWh (heat rate) de las plantas generadoras que garanticen el mejor uso del gas natural con destino al suministro de energía eléctrica ofertada por éstas al SIN y este gas natural no podrá comercializarse a un precio superior al que fue contratado, y (iii) los transportadores podrán comercializar la Capacidad Disponible Primaria en cualquier momento en las condiciones de duración que ellos definan.

Cabe destacar también que, en mayo de 2024, la Resolución 2402 publicada en Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena Año XLI Número 5482, adopta los Reglamentos Operativo, Comercial y de responsabilidades del Coordinador Regional asociado a las transacciones internacionales del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) a partir del 1 de julio de 2026.

En junio de 2024 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución CREG 501 - 043 de 2024 mediante la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 189 de 2019 y se resuelve la solicitud de aprobación de proyectos para zonas interconectables para el año 2023. A la fecha, dicha Resolución fue recusada por parte de la Compañía.

Igualmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución CREG 501 - 044 de 2024 mediante la cual se aprobó el plan de inversión en proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables del mercado de comercialización atendido por Enel Colombia S.A. E.S.P para el año 2024.

En el mismo mes de junio de 2024, mediante la Resolución CREG 701-049 de 2024, la Comisión publica envió para comentarios de los agentes una Resolución mediante la cual somete nuevamente a consideración un esquema de intervención al precio de bolsa similar al discutido bajo la propuesta 701-028 de 2023. En esta ocasión la CREG tiene en consideración un concepto de abogacía de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio, que fue enviado a la CREG en el mes de mayo de 2024. La medida propuesta, en lugar de fijar un techo fijo de 532 \$/kWh (con referencia a las plantas térmicas a gas), como se planteó en enero pasado, ahora considera un proceso para verificación y ajuste al máximo precio de oferta (MPO), en donde este MPO horario se ajustará con el precio ofertado por la última planta térmica que no sea inflexible.

En el mes de julio de 2024, la CREG emitió la Resolución 101 044 de 2024 que ajustó el cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para los proyectos solares fotovoltaicos cuando sólo se usa información secundaria, aplicable para proyectos que deseen participar en algún mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) sin contar con el requisito de tener un año de medición in situ. La norma indica que el valor de ENFICC no podrá ser superior al valor de ENFICC calculado conforme al artículo 6 de la Resolución CREG 101 007 de 2023 multiplicado por un valor de 0.8. (antes el factor era de 0.6).

En el mismo mes la CREG emitió la Resolución CREG 101 046 de 2024, complementando las alternativas de cesión de Obligaciones de Energía Firme para plantas en construcción. En la medida se permite la cesión multianual de OEF por 1 o 2 años para plantas en construcción sin depender de subastas de reconfiguración. También es aplicable para plantas existentes con Energía Disponible Adicional (EDA). La OEF se puede cubrir con la sumatoria de las EDA mensual de varias plantas y/o la ENFICC de una o varias plantas a riesgo. El agente que ceda la OEF se le aplazará el Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación (IPVO) 1 o 2 años. La fecha de finalización de la vigencia de la OEF no cambia.

En agosto de 2024 fue expedida la Ley 2407 que promueve la eficiencia energética. Establece lineamientos para que las entidades estatales implementen planes de uso eficiente de la energía, crea la figura de Compradores con Capacidad de Gestión Energética (CCGE), impulsa los certificados para construcciones sostenibles y promueve la implementación de AMI.

El 22 de agosto de 2024 la Comisión emitió la Circular CREG 053 de 2024 con la metodología definitiva de cálculo de las metas de calidad media de servicio para los años 2024 y 2025. Para 2024 se mantiene la metodología de metas establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 tanto para el indicador de duración (SAIDI) como el de frecuencia (SAIFI). De otra parte, para el año 2025 se presentan las siguientes reglas:

- SAIDI: La meta se define como una mejora del 8% sobre el percentil 10 de los resultados obtenidos por la empresa en el periodo 2019-2023.
- SAIFI: La meta se define como el percentil 10 de los resultados obtenidos por la empresa en el periodo 2019-2023.

En el mes de agosto de 2024 el Ministerio de Minas y Energía decidió establecer una suspensión temporal (hasta el 31 de agosto) de los procesos de Limitación de Suministro mediante la Resolución 40307 de 2024. La medida cubrió a empresas con Áreas Especiales, y que se encontrarán en proceso de recuperación de saldos de la Opción Tarifaria, y cuyo consumo en las áreas especiales fuera superior al 30% de su demanda regulada atendida. Esta norma, por cuenta de la Resolución MME 40409/24 queda luego prorrogada hasta el 31 diciembre 2024, o hasta cuando la CREG emita regulación que mitigue efectos de la limitación de suministro.

Durante el mismo mes el Ministerio de Minas y Energía emitió nuevas medidas para la exportación de energía, a través de la Resolución 40330 de 2024. La medida estableció que las exportaciones de energía eléctrica se generaran únicamente con alguna (o una combinación de algunas) de las siguientes alternativas (si no estuvieron en el despacho económico nacional): Plantas térmicas con combustibles líquidos, Plantas térmicas despachadas centralmente, cualquier planta del SIN.

Igualmente, en agosto de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas flexibilizó por un periodo de 3 meses la penalización de desviaciones de generación en plantas variables, mediante la Resolución 101-047 de 2024. Para el caso de las plantas de generación variable, la medida transitoria dispuso que su desviación diaria y horaria sea equivalente a cero. El periodo de aplicación de la medida es ampliable por la CREG.

El 12 de septiembre de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada por parte de la CREG del auto de pruebas 319 de 2024, el cual surtió del recurso de reposición interpuesto por la Compañía en contra de la Resolución CREG 501 043 de 2024. Lo citado es parte del proceso de la solicitud de aprobación del plan de inversiones de 2023 – 2027 de la actividad de distribución de energía eléctrica. Básicamente el auto consiste en: i) brindar acceso, y lectura de la información de unidades constructivas especiales, ii) ajustar el campo de kilómetros de uno de los formatos reportados. Al respecto, la Compañía dio respuesta a la Comisión dentro del plazo señalado.

El 16 de septiembre de 2024 la CREG publica el auto 330, indicando el inicio de la actuación administrativa mediante la cual establecerá las metas de calidad media del servicio para Enel Colombia S.A. E.S.P., de acuerdo con la metodología de la Circular CREG 053.

En el mes de septiembre de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la Resolución 101-049 de 2024 publicó una medida que abrió la posibilidad de ajustes a la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos de generación en proceso de construcción. Los proyectos podrán ajustar su FPO mediante varias opciones: por aumento de garantías, por razones de fuerza mayor, o por atrasos de las obras de expansión.

En el mismo mes, la CREG publicó la Resolución 101-055 de 2024, "Por la cual se complementa la regla de evaluación de la condición del sistema en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía establecido en la Resolución CREG 026 de 2014". La modificación se produce con el objetivo de que el CND pueda reevaluar de manera expedita los niveles de alerta y de condición del sistema en cualquier momento, previa solicitud del regulador. En caso de que la evaluación indique una situación de riesgo, el CND informará a la CREG para iniciar la aplicación del Estatuto. La norma dispuso igualmente que, de manera independiente y con sus propios análisis, el CNO también pueda solicitar el cambio de condición.

A finales de septiembre del 2024 la CREG emitió la Circular CREG 072 de 2024 mediante la cual confirma el cambio del estado del sistema de Vigilancia a Riesgo manifestado por el Centro Nacional de Despacho y el Consejo Nacional de Operación. De acuerdo con el cambio del sistema, se dará inicio al mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad en los términos de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014.

En el mes de octubre de 2024, la CREG publicó la Resolución No. 101-052 de 2024, "Por la cual se ajustan los lineamientos de la declaración y actualización del Nivel de Probabilidad de Vertimiento, NPV, y Nivel de ENFICC probabilístico, NEP, de que trata la Resolución CREG 036 de 2010". La norma plantea nuevas reglas asociadas a la declaración de los parámetros NPV y NEP de las plantas hidráulicas, indicando para el caso del NPV que el reporte deberá hacerse al Centro Nacional de Despacho antes de la entrada en operación comercial de una planta, y cuando se identifiquen cambios en la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de una planta hidráulica por: i) obras en el embalse, ii) una restricción ambiental sustentada por autoridad ambiental, iii) condición física en el embalse sustentada en estudios, o iv) trasvases. En el caso del NEP, este se deberá declarar y actualizar cuando la ENFICC Base de una planta hidráulica cambie, o cuando los agentes tengan restricciones temporales de tipo operativo en sus embalses.

En el mismo mes, la CREG publicó la Resolución CREG 101 056 de 2024 que establece la corrección sobre el cálculo del Precio de Oferta Ajustado que se estima para la aplicación del Mecanismo para el Sostenimiento de la Confiabilidad (Resolución CREG 026 de 2014). La modificación establece utilizar el mayor precio ofertado para el día por las plantas térmicas, agregándole el precio de arranque-parada variabilizado con la menor disponibilidad declarada diferente de cero para los períodos horarios del día multiplicada por 24, enmendando así la disposición anterior, que lo hacía para una sola hora, elevando el valor del precio ajustado. La aplicación de la norma tuvo un carácter retroactivo, dado que se utilizó para la liquidación y facturación de las transacciones del mes de septiembre antes del vencimiento de la correspondiente factura.

Igualmente, en octubre la CREG publicó la Resolución 101-058 de 2024, "Por la cual se adoptan medidas transitorias en el Mercado de Energía Mayorista ante la declaración de un racionamiento programado de gas". Con esta nueva Resolución, la CREG establece reglas que definen el tratamiento transitorio de desviaciones de Obligaciones de Energía Firme, una regla transitoria para las plantas o unidades de generación que reciben el gas racionado de otra planta o unidad de generación, y una regla para fijar un techo a las ofertas para el despacho diario y control de frecuencia en la generación.

Finalizando octubre, la CREG publicó una nueva modificación al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resolución CREG 026 de 2014), mediante la Resolución en firme 101-059 de 2024. La nueva norma determinó: i) Modificar el Precio de Oferta Ajustado, estableciendo una regla que evalúa el costo-eficiencia para seleccionar el precio de oferta ajustado de las plantas hidráulicas, ii) Modificar el esquema de evaluación del estado de riesgo, estableciendo que la evaluación y publicación de los niveles del sistema se realizará diariamente cuando el nivel diario del embalse útil del Sistema Interconectado Nacional se encuentre en un rango entre el valor de la senda de referencia y un punto porcentual (1%) del embalse útil por debajo de esta, iii) Cambios en el Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, estableciendo ahora un mecanismo de desempate de plantas hidráulicas, dentro de las reglas para la venta y embalse de energía, iv) Definir una regla para casos en que se presenta Demanda No Cubierta (DNC) en el esquema del cargo por confiabilidad, y vi) Establecer una regla para la generación térmica objetivo ante racionamientos programados de gas.

En el mes de noviembre de 2024, la CREG publicó la Resolución CREG 101 061 de 2024 por la cual se amplía la suspensión del cobro por desviaciones para plantas variables hasta el 30 de abril del 2025. Es importante mencionar que previamente se habían suspendido en dos ocasiones: i) Resolución CREG 101 040 de 2024 suspendió dicho cobro hasta el 30 de junio del 2024, y ii) Resolución CREG 101 047 de 2024, que suspendió dicho cobro desde el 21 de agosto del 2024 hasta el 21 de noviembre del 2024.

En el mismo mes de noviembre, la CREG publicó la Resolución 101-063 de 2024, "Por la cual se ajusta el artículo 6 de la Resolución CREG 026 de 2014". Esta nueva norma introduce modificaciones al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, en particular para introducir parámetros de salida del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad. De acuerdo con las condiciones de seguimiento de la hidrología del SIN en esos días, el 20 de noviembre fue el último día de aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, finalizándose así el periodo de riesgo de desabastecimiento que vivió el país desde el 30 de septiembre de 2024.

Igualmente, en noviembre, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40494 de 2024 "Por la cual se reactivan las exportaciones de electricidad y se modifica la Resolución 40410 de 2024 que adopta medidas transitorias para garantizar la demanda nacional". Con esta medida, el Ministerio reactivó las exportaciones al Ecuador, dando prioridad a la generación de plantas térmicas despachadas centralmente. La medida también considera que, para estas exportaciones, se podrá habilitar adicionalmente los excedentes de autogeneración con combustibles líquidos a través de los lineamientos que establezca el Ministerio.

En noviembre, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 1403 de 2024, "Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal". De la nueva norma se destaca: i) Para los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red, no se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión a las redes, ni tendrán distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando no entreguen energía a través de la red, ii) El Ministerio definirá las reglas para entrega de excedentes o para consumir energía en sitios diferentes a los de producción, iii) La CREG evaluará la pertinencia en la aplicación o no del pago del cargo de Transmisión en aquellos casos donde la energía producida y el consumo se encuentren en el mismo SDL o en el mismo STR o que, en general, no utilicen dicho sistema, y iv) Los autogeneradores a gran escala y los productores marginales deberán suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten.

En noviembre, la CREG publicó la Resolución 101-062 de 2024, "Por la cual se convocan subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 y se modifican otras disposiciones". Con este acto administrativo, se dio inicio formal a este proceso de reconfiguración de las OEF, buscando incrementar la oferta de energía para los periodos previstos por la norma.

En diciembre de 2024, la CREG publicó la Resolución 101-066 de 2024, "Por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones". Esta nueva norma entra a definir dos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, así como también modifica algunos aspectos de la metodología del cargo, destacando entre las medidas:

i) La condición crítica se define cuando el precio de bolsa es mayor a alguno de los precios de escasez y se exige la OEF dependiendo el precio de escasez asociado a la obligación asignada, ii) El grupo de plantas que respaldan sus OEF con combustibles líquidos, mezclas de combustibles líquidos o gas combustible se les aplica un Precio de Escasez Superior (PES) que corresponde al Precio Marginal de Escasez, y iii) El grupo de plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%, se les aplica un Precio de Escasez Inferior (PEI) que dependerá de un valor de referencia (359 \$/kWh) que se modifica dependiendo de la variación del precio de referencia del carbón. Es importante señalar que tanto el PES como el PEI se aplicará a las asignaciones de OEF para nuevos períodos. Para el caso de las OEF previamente asignadas para los períodos 2024-2025, 2025-2026 y 2026-2027 que hacen parte del grupo de plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables, podrán optar por acogerse a una transición de corto plazo que implica recibir la remuneración de un nuevo cargo por confiabilidad determinado por el ASIC.

En el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40554 de 2024, "Por la cual se adoptan medidas transitorias para garantizar la atención de la demanda durante periodos de baja hidrología". Esta medida establece por segunda vez el esquema de meta diaria de generación térmica observada en marzo de 2024, para preservar la confiabilidad de la operación del sistema, de cara en este caso a enfrentar el periodo de verano comprendido entre el 1 de diciembre de 2024 y el 30 de abril de 2025. La vigencia de la nueva norma se ha previsto hasta el 31 de julio de 2025, dejando la posibilidad al MME de informar de la suspensión, prórroga, terminación anticipada o reactivación de la aplicación de estas medidas.

También en diciembre de 2024 el Ministerio de Minas y Energía publicó los decretos 1539 y 1540 de 2024, reglamentando la gobernanza con participación étnica de las transferencias del sector eléctrico con destino a comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras (decreto 1539) y a comunidades indígenas (decreto 1540) ubicadas en áreas con potencial diferencial de sol y viento.

Aspectos Ambientales

28

En materia ambiental, la Ley 99 de 1993 da estructura y lineamientos a la política ambiental en Colombia reuniendo los elementos de la declaración de Río, creando el Ministerio de Ambiente, así como 16 Corporaciones Autónomas Regionales, reestructurando las 18 existentes, modificó la legislación en materia de licencias ambientales, tasas retributivas, tasas por uso del agua, destinación de recursos financieros para la gestión ambiental, y sanciones por infracción de las normas ambientales.

Así mismo, estableció el Sistema Nacional Ambiental-SINA, que es el conjunto de, normas, recursos, programas e instituciones que permiten la ejecución de los principios generales ambientales contenidos en la Ley.

De igual forma, mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, se realiza la compilación de las normas ambientales expedidas por el Gobierno Nacional, específicamente, todos los decretos reglamentarios vigentes que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa.

El contenido se divide en tres secciones (libros):

1. Estructura del sector ambiental,
2. Régimen reglamentario del sector ambiente y
3. Disposiciones finales.

En la sección (libro) 2 se desarrolla la reglamentación para el uso, manejo y gestión de los recursos naturales; así como, instrumentos financieros, económicos y tributarios y régimen sancionatorio.

La Ley 2169 de 2021, denominada ley de acción Climática, impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática para los sectores, dando carácter Legal a la NDC2020 (Contribución nacionalmente determinada del 2020) la cual busca implementar estrategias a corto, mediano y largo plazo para conservar y proteger los recursos naturales del país, llegar a la carbono neutralidad así como reducir las emisiones de GEI.

Plantea que en el 2030 culminen acciones que permitan llegar a cero la deforestación, disminuir las emisiones de carbono negro en un 40%, refrendar la meta de disminuir en un 51% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y/o alcanzar la carbono-neutralidad para 2050.

Para el año 2023, la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales- DIAN expidió la Resolución 000012, "Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del impuesto al carbono". De ésta, es fundamental tener en cuenta que en el Artículo 1. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, los porcentajes de las mezclas ACPM – biocombustible para uso en motores diésel, se mantienen, sin embargo, la tarifa a la cual se liquidan cambia con respecto a la Resolución 19 de 2022. Y en el Artículo 2. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional al Carbono, se incluye el carbón sólido en el impuesto.

En pro de la Gestión del Cambio Climático, es importante destacar que la Asamblea Departamental de Cundinamarca expidió en junio del 2023 la Ordenanza 0112/2023 "Por la cual se adopta la Política Pública de Gestión Integral del Cambio Climático del departamento de Cundinamarca 2023-2050, y se dictan otras disposiciones". Esto con la finalidad de articular las estrategias de manera permanente con el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) para la implementación y seguimiento de la política pública a través de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) y a nivel territorial bajo las orientaciones del Nodo Regional Centro Oriente Andino.

Así mismo, el ministerio de Minas y Energía publicó dos documentos de cambio climático sectoriales: "Lineamientos para la formulación de los Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático Empresariales del sector minero -PIGCCe" y la "Guía para la identificación, análisis y evaluación de riesgos de desastres en el sector minero energético -Implementación práctica", los cuales buscan ser una guía para que desde el sector se establezcan los Planes de Gestión de Cambio Climático.

Desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se expidió la Resolución 418 de 2024, la cual reglamenta lo correspondiente a la administración del Registro Nacional de Reducción de las Emisiones y Remociones de Gases Efecto Invernadero.

A nivel Distrital, para el año 2023 se han venido estructurando y publicando diferentes normas en materia de cambio climático, se resalta el Documento Conpes de Política Pública de Acción Climática 2023-2050 con su respectivo Plan de Acción, así como la Resolución 1545 de 2023, que establece el etiquetado vehicular.

Por su parte, el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido como Ley el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), el Artículo 32. modifica el artículo 10 de la ley 388 de 1997, el cual modifica las determinantes de ordenamiento territorial y su orden de prevalencia, estableciendo en el Nivel 1, el de mayor importancia, las determinantes relacionadas con la conservación, la protección del ambiente y los ecosistemas, el ciclo del agua, los recursos naturales, la prevención de amenazas y riesgos de desastres, la gestión del cambio climático y la soberanía alimentaria.

El presidente de la República sancionó la Ley 2273 de 2022 por la cual se aprueba el acuerdo regional sobre acceso a la información, participación pública y el acceso a la justicia en asuntos ambientales en América Latina y el Caribe adoptado en Escazú, Costa Rica.

Desde el Congreso de la República fue expedida la Ley sobre pasivos ambientales (Ley 2327 de 2023), en la que se incluye su definición y disposiciones para la gestión y creación de órganos a nivel nacional, dirigidos especialmente por el Ministerio de Ambiente. Se indica que, dentro del año siguiente a la entrada en vigencia de la ley, se deberán fijar los lineamientos para la formulación, implementación y evaluación de una Política Pública, con un diagnóstico previo para la gestión de pasivos ambientales, con un plan de acción y seguimiento a cargo de Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Salud y Ministerio de Ambiente.

Así mismo, como parte de los compromisos de Colombia ante la OCDE, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0839 de 2023, en la cual se establece el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes – RETC, en el cual los diferentes sectores deberán reportar información relacionada con su desempeño ambiental, y esta será pública.

Con el fin de apalancar la Transición Energética Justa, desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se expide el Decreto 0852 de 2024 por el cual se modifican competencias para otorgar licencias ambientales a los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía. El Decreto reduce de 100 MW a 50 MW los proyectos FNCE que serán competencia de la ANLA y entre 10 MW y menores a 50 MW serán competencia de las Corporaciones.

Desde el Congreso de la República se modifica el régimen sancionatorio ambiental mediante la Ley 2387 de 2024, entre los cambios más relevantes, se encuentra el aumento de las sanciones pecuniarias, las cuales pasan de 5.000 a 100.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes.

En el mes de octubre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expide el Decreto 1275, el cual tiene fuerza de ley y establece las normas requeridas para el funcionamiento de los territorios indígenas en materia ambiental y el desarrollo de las competencias ambientales de las autoridades indígenas y su coordinación efectiva con las demás autoridades y/o entidades.

En diciembre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adoptó los términos de Referencia para la elaboración del estudio técnico que sustenta la solicitud de sustracción de áreas de reserva forestal del orden nacional y regional, para el desarrollo de actividades declaradas por Ley de utilidad pública o interés social, a través de la Resolución 1075 del 11 de diciembre de 2024.

Gas Natural

La regulación en el sector del gas natural se encamina en el cumplimiento de los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida del servicio, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

A partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar y garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio en el sector de gas natural. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, estandarización de modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, definición de mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

Lo anterior se materializa por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG con la expedición de la Resolución 089 de 2013, mediante la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. Así mismo, y según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, esta Resolución es necesaria para promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado, y la identificación de la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Por otra parte, y de acuerdo con el análisis, seguimiento de las transacciones y resultado de las negociaciones del mercado de gas natural, en agosto de 2017 la CREG mediante la Resolución 114 ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

La CREG continuando con su evaluación y propendiendo por ajustes al mercado de gas natural, y como resultado del proceso de consulta, análisis y comentarios de los agentes, publicó el 20 de febrero de 2019 la Resolución 021 de 2019, por la cual se modifica la Resolución 114 de 2017 donde se resaltan los principales ajustes: flexibiliza la duración, la fecha de inicio y la fecha de terminación de los contratos firmes bilaterales del mercado secundario; incorpora un contrato con interrupciones para negociar de manera bilateral en el mercado secundario; incorporar el contrato de transporte con firmeza condicionada en el mercado secundario; flexibilizar la fecha de inicio de contratos de largo plazo negociados bilateralmente en el mercado primario; incorporar los contratos de suministro con firmeza condicionada y opción de compra de gas en el mercado primario de suministro de gas.

En el mes de mayo de 2024 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) dió a conocer el Informe de Reservas y Recursos – IRR 2023. Este informe, que viene elaborándose desde febrero pasado, con el cumplimiento de pasos previamente establecidos por normas del MME y la ANH, entra a confirmar la situación decreciente en cuanto a reservas probadas de gas, y destaca que, de acuerdo con la visión presentada por la ANH, serán los recursos contingentes los que entren a ofrecer soluciones de abastecimiento de gas nacional en el mediano y largo plazo, en especial por los hallazgos de reservas en el año 2022 y 2023.

En junio de 2024, la CREG publica la Resolución CREG 102-007 de 2024, mediante la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020. Esta Resolución se publica con el objetivo de lograr mayor competencia y encontrar un equilibrio entre la comercialización de gas del Mercado Primario, la comercialización de excedentes del gas del Mercado Secundario y la comercialización de gas obtenido en el exterior. La medida tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2024.

En el mes de julio de 2024, la CREG emitió la Resolución 102-008 de 2024, mediante la cual realizó modificaciones a la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural. En la norma, se introduce el procedimiento para determinar el cubrimiento por deuda en dólares dentro de los gastos de AOM. El cargo definido para esta finalidad, incluyendo el cubrimiento eficiente, aplica únicamente por un periodo de 60 meses. También se determinó incorporar en la formulación de los cargos fijos y variables que remuneran las inversiones el reconocimiento de un costo de oportunidad al activo que termina el periodo de vida útil normativo.

En el mismo mes, y de acuerdo con el Cronograma de declaración de producción de gas natural 2024-2033, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 662 de 2024, dando así a conocer la declaración de producción de Gas Natural para el periodo 2024-2033 realizada por los productores, productores comercializadores de gas natural y comercializadores de gas natural importado.

En el mes de agosto, la CREG publicó de manera definitiva la Resolución 102-009 de 2024, "Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020". Esta Resolución tiene como fin central lograr la contratación del suministro en firme de todo el gas potencialmente producible a la fecha, de corto, mediano y largo plazo. Los cambios se centran en definir criterios para obtener flexibilidad que permita mayor autonomía por parte de los agentes en la manera en que se negocia el suministro.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros separados de propósito general en pesos colombianos y los valores se han redondeado a la unidad de miles de pesos más próxima (COP\$000), salvo cuando se indique lo contrario.

Los estados financieros separados de propósito general incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

Los principios contables aplicados en su elaboración son los que se detallan a continuación:

2.1. Principios contables

Los estados financieros separados de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2024 han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF Grupo 1), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021, 1611 de 2022 y el 1271 de 2024. Las NCIF- Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

La Compañía aplica a los presentes estados financieros separados de propósito general las siguientes excepciones:

- **Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015, según modificaciones incluidas en el artículo 3 del Decreto 2131 de 2016:**

La determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, se efectuará de acuerdo con los requerimientos de la NIC 19; sin embargo, requiere la revelación

del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46 y siguientes y, en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

- **Decreto 2496 de diciembre de 2015 en el numeral 2 del artículo 11:**

Las participaciones en subsidiarias por parte de entidades controladoras deben reconocerse en los estados financieros separados de acuerdo con el método de participación (artículo 35 de la Ley 222), tal como se describe en la NIC 28.

La Compañía pertenece al Grupo 1 de acuerdo con las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo requerido la Compañía emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Los presentes estados financieros separados de propósito general se han preparado siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las NCIF, de los activos y los pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los estados financieros separados de propósito general, de acuerdo con las NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

La Compañía no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben ser revelados de forma independiente en los estados financieros separados de propósito general.

Estos estados financieros separados de propósito general fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales a las que está sujeta la Compañía como entidad legal independiente, algunos principios contables pueden diferir con relación a los aplicados en los estados financieros consolidados y, adicionalmente, no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarios para la presentación de la situación financiera consolidada y los resultados integrales consolidados de la Compañía y, sus subordinadas.

Por consiguiente, los estados financieros separados de propósito general deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de propósito general de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales.

Para efectos legales en Colombia, los estados financieros separados de propósito general son los estados financieros principales.

2.2. Base contabilidad de causación

La Compañía prepara sus estados financieros separados de propósito general, usando la base de contabilidad de causación, excepto por la información de los flujos de efectivo.

2.3. Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2027

El Decreto 1271 de 2024 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando una nueva norma, que, aunque había sido emitida por el IASB desde el 2018, no había sido compilada en los Decretos 1611 de 2022, 938 de 2021, 1432 de 2020, y 2270 de 2019, en los que se consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

NIIF 17 Contratos de Seguros

La NIIF 17 Contratos de Seguro establece principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los contratos de seguro emitidos. También requiere principios similares a aplicar a contratos de reaseguro mantenidos y a contratos de inversión emitidos con componentes de participación

discrecional. El objetivo es asegurar que las entidades proporcionen información relevante de forma que represente fielmente esos contratos para evaluar el efecto que los contratos dentro del alcance de la NIIF 17 tienen sobre la situación financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

La NIIF 17 deroga la NIIF 4 Contratos de Seguro que era una norma provisional que permitió a las entidades usar una amplia variedad de prácticas contables para los contratos de seguro, reflejando los requerimientos de contabilidad nacionales y variaciones de esos requerimientos. Algunas prácticas anteriores de contabilización de seguros permitidas según la NIIF 4 no reflejaban adecuadamente las situaciones financieras subyacentes verdaderas o el rendimiento financiero de los contratos de seguro.

La NIIF 17 requiere un modelo de medición actual donde las estimaciones se vuelven a medir en cada periodo de reporte. Los contratos se miden utilizando los componentes de:

- Flujos de efectivo ponderados de probabilidad descontados;
- Un ajuste explícito de riesgo, y
- Un margen de servicio contractual (CSM por sus siglas en inglés) que representa la utilidad no ganada del contrato la cual se reconoce como ingreso durante el periodo de cobertura.

La norma permite elegir entre reconocer los cambios en las tasas de descuento en el estado de resultados o directamente en otros resultados integrales. Es probable que la elección refleje cómo las aseguradoras registran sus activos financieros según la NIIF 9.

Se permite un enfoque opcional de asignación de primas simplificado para el pasivo de la cobertura restante para contratos de corta duración, que frecuentemente son ofrecidos por aseguradoras que no otorgan seguros de vida.

Existe una modificación al modelo general de medición denominado “método de comisiones variables” para ciertos contratos de aseguradoras con seguros de vida en los que los asegurados comparten los rendimientos de los elementos subyacentes. Al aplicar el método de comisiones variables, la participación de la entidad en las variaciones del valor razonable de las partidas subyacentes se incluye en el margen de servicio contractual. Por lo tanto, es probable que los resultados de las aseguradoras que utilizan este modelo sean menos volátiles que en el modelo general.

Las nuevas normas afectarán los estados financieros y los indicadores clave de rendimiento de todas las entidades que emiten contratos de seguros o contratos de inversiones con características de participación discrecional.

La Compañía no espera impactos por esta norma, teniendo en cuenta que no ha identificado que desarrolle contratos de seguro, en todo caso se están efectuando análisis detallados.

2.4. Nueva normatividad emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) que aún no ha sido incorporada al marco contable aceptado en Colombia.

Reglas del pilar dos de la OCDE

En diciembre de 2021, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) publicó las reglas del modelo del Pilar Dos (Propuesta Global Anti-Elusión) para reformar la tributación corporativa internacional. Las grandes empresas multinacionales dentro del alcance de las reglas deben calcular su tasa impositiva efectiva para cada jurisdicción donde operan y estarán obligados a pagar un impuesto complementario por la diferencia entre su tasa impositiva efectiva por jurisdicción y la tasa mínima del 15%. En mayo de 2024, el IASB realizó modificaciones de alcance limitado a la NIC 12 que proporcionan un alivio temporal del requisito de reconocer y revelar impuestos diferidos que surjan de la ley tributaria promulgada o sustancialmente promulgada que implementa las reglas modelo del Pilar Dos, incluida la ley tributaria que implementa las reglas calificadas, impuestos internos mínimos complementarios descritos en dichas normas. Las modificaciones exigen que las empresas afectadas revelen:

- Si han aplicado la excepción para reconocer y revelar información sobre activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con los impuestos sobre la renta del Pilar Dos.

- El gasto fiscal actual (si lo hubiera) relacionado con los impuestos sobre la renta del Pilar Dos, y
- Durante el período entre la promulgación de la legislación y que la legislación se vuelva efectiva, información razonablemente estimable de la exposición de la entidad a los impuestos sobre la renta del Pilar Dos. Si esta información no se conoce o no se puede estimar razonablemente, se debe revelar una declaración a tal efecto y sobre el progreso en la evaluación de la exposición.

Estas modificaciones deberían aplicarse de forma inmediata, sujetas a cualquier proceso de endoso local, y de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en Estimaciones Contables y Errores. Las revelaciones sobre la exposición solo se requieren para los períodos de presentación de informes anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2024 sin incluir los informes financieros intermedios.

La Compañía está aplicando desde el año 2023 la reglamentación que introdujo el Gobierno colombiano para la aplicación de una tasa impositiva mínima efectiva del 15%, sin reconocer impuestos diferidos relacionados con dicha tasa al considerar las premisas de esta enmienda que consideraron la complejidad en la determinación de los impactos de los impuestos fundamentados en las normas modelo del Pilar Dos de la OCDE.

Enmienda de la NIC 21–Falta de intercambiabilidad

En agosto de 2023, el IASB modificó la NIC 21 para añadir requisitos que ayuden a las entidades a determinar si una moneda es intercambiable por otra moneda y el tipo de cambio al contado que se debe utilizar cuando no lo es. Antes de estas modificaciones, la NIC 21 establecía el tipo de cambio que se debe utilizar cuando la falta de intercambiabilidad es temporal, pero no lo que se debe hacer cuando la falta de intercambiabilidad no es temporal. Estos nuevos requisitos se deberían aplicar a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se permite la aplicación anticipada (sujeta a cualquier proceso de aprobación).

Enmiendas de la NIIF 9 y la NIIF 7–Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió modificaciones específicas a las NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar para responder a preguntas recientes que surgen en la práctica, e incluir nuevos requisitos no solo para las instituciones financieras. Estas modificaciones:

- (a) aclaran la fecha de reconocimiento y baja en cuentas de algunos activos y pasivos financieros, con una nueva excepción para algunos pasivos financieros liquidados a través de un sistema de transferencia electrónica de efectivo;
- (b) aclaran y agregan más orientación para evaluar si un activo financiero cumple con el criterio de pagos únicamente de capital e intereses (SPPI);
- (c) agregan nuevas revelaciones para ciertos instrumentos con términos contractuales que pueden cambiar los flujos de efectivo (como algunos instrumentos financieros con características vinculadas al logro de objetivos ambientales, sociales y de gobernanza); y
- (d) actualizan las revelaciones para los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRORI).

Las modificaciones en (b) son más relevantes para las instituciones financieras, pero las modificaciones en (a), (c) y (d) son relevantes para todas las entidades.

Las modificaciones a la NIIF 9 y la NIIF 7 deberían entrar en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2026 o después, y se permite la aplicación anticipada sujeta a cualquier proceso de aprobación.

NIIF 18 “Presentación y revelación en estados financieros”

Esta es la nueva norma sobre presentación y revelación en estados financieros, que reemplaza a la NIC 1, con cambios fundamentalmente en el estado de resultados.

Los nuevos conceptos clave introducidos en la NIIF 18 se relacionan con:

- la estructura del estado de resultados con subtotales definidos;
- requisito de determinar la estructura resumida más útil para presentar los gastos en el estado de resultados.
- revelaciones requeridas en una sola nota dentro de los estados financieros para ciertas medidas de desempeño de ganancias o pérdidas que se informan fuera de los estados financieros de una entidad (es decir, medidas de desempeño definidas por la administración); y
- principios mejorados sobre agregación y desagregación que se aplican a los estados financieros principales y notas en general.

La nueva norma debería entrar en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2027 o después, y se permite la aplicación anticipada.

NIIF 19 “Subsidiarias sin responsabilidad pública: revelaciones”

Una subsidiaria elegible aplicará los requisitos de medición y reconocimiento de otras NIIF y podrá aplicar los requisitos de revelación reducidos de esta nueva norma. Los requisitos de revelación reducidos de NIIF 19 equilibran las necesidades de información de los usuarios de los estados financieros de subsidiarias elegibles con ahorros de costos para los preparadores. NIIF 19 es una norma voluntaria para subsidiarias elegibles.

Una subsidiaria es elegible si:

- no tiene responsabilidad pública de reporte; y
- tiene una matriz última o intermedia que elabora estados financieros consolidados disponibles para uso público que cumplen con las Normas de Contabilidad NIIF.

La nueva norma es de aplicación voluntaria y debería entrar en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2027 o después, y se permite la aplicación anticipada.

La Compañía está evaluando los posibles impactos de la aplicación de estas nuevas normas y no se prevé la aplicación anticipada.

2.5. Normas del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) – Cambio Climático

El impacto del cambio climático en los estados financieros es un tema de alto perfil. Los inversores y los reguladores buscan cada vez más evidencia de cómo la entidad ha incorporado los asuntos ESG (Ambiente, Sostenibilidad y Gobierno por su sigla en inglés) y, en particular, los factores de riesgo relacionados con el clima al realizar estimaciones y juicios en la preparación de los estados financieros. El riesgo relacionado con el clima podría incluir impactos de transición, por ejemplo, costos adicionales incurridos por la entidad como resultado de la transición a una economía baja en carbono, o impactos físicos, como daños a los activos como resultado de eventos catastróficos (por ejemplo: inundaciones o incendios).

Las normas contables tienen un requisito general de revelar la información que los usuarios necesitan para comprender el impacto de transacciones, eventos y condiciones particulares en la situación financiera y el rendimiento financiero de la entidad. Por lo tanto, a la luz del enfoque actual y el impacto del cambio climático, las entidades deben asegurarse de haber evaluado el impacto del cambio climático y qué revelaciones son necesarias en este contexto para que los estados financieros cumplan con las NCIF.

Guía del IASB

En 2020, la Fundación IFRS emitió material educativo que contiene una lista no exhaustiva de ejemplos sobre cómo el riesgo climático podría afectar los requisitos de medición y divulgación de varios estándares y los diversos párrafos de esos estándares a los que se puede hacer referencia para determinar cómo incorporar dichos riesgos. El material también analiza la importancia relativa y, aunque no agrega ni cambia los requisitos de las normas, es una guía útil de la que los usuarios y preparadores pueden beneficiarse al preparar y evaluar los estados financieros conforme a las NIIF.

El IASB también ha decidido agregar un proyecto sobre riesgos relacionados con el clima a su agenda. Se están considerando varias áreas que podrían mejorarse, entre ellas:

- a) reducción del umbral para revelar la incertidumbre de la información requerida por la NIC 1 Presentación de Estados Financieros
- b) ampliar los requisitos para el valor en uso cuando se prueba el deterioro del valor de los activos, y
- c) desarrollar orientación adicional sobre la contabilidad de los mecanismos de fijación de precios de los contaminantes.

En abril de 2024, el personal de IASB recomendó desarrollar un proyecto que tiene como objetivo investigar más a fondo las preocupaciones planteadas por los encuestados y las causas subyacentes de esos asuntos y considerar qué acciones de alcance limitado pueden ser necesarias. Hasta que se complete el proyecto, el material educativo de IASB es la principal fuente de orientación según las NIIF para considerar los riesgos relacionados con el clima. Sin embargo, los preparadores deben continuar monitoreando los desarrollos en esta área.

Normas del ISSB

En marzo de 2024, el Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (ISSB) publicó sus dos primeras normas:

- a) NIIF S1. Requisitos generales para la divulgación de información financiera relacionada con la sustentabilidad, y
- b) NIIF S2. Información que revelar relacionada con el clima.

La fecha de vigencia de estas normas solo se determinará cuando las autoridades jurisdiccionales emitan y adopten las normas. Sin embargo, se propone permitir la adopción anticipada y también brindan una exención de la divulgación de información comparativa en el año de la adopción.

Las normas requieren que:

- a) la información a revelar sea preparada (i) al mismo tiempo que los estados financieros anuales (ii) para la misma entidad que informa los estados financieros, y
- b) en la medida de lo posible, los supuestos utilizados para preparar la información se basen en las mismas bases que los estados financieros.

2.6. Estimados y criterios contables relevantes

En la preparación de los estados financieros separados de propósito general se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la gerencia de la Compañía, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (Ver Nota 3.1.13.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo. Ver Notas (3.1.7. y 3.1.8.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros. (Ver Nota 3.1.9. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros. Ver Nota 3.1.14.).
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía, al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación. (Ver Nota 3.1.18.).

- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como, las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación. (Ver Nota 3.1.18.).
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales, sociales y de infraestructura surgidos de la licencia ambiental de las centrales y nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar. (Ver Nota 3.1.8.).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros (Ver Nota 3.1.12).
- La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se estima con base en la vida útil de la central y/o el parque.

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros separados de propósito general, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros.

3. Políticas contables

3.1. Políticas contables aplicables a los estados financieros separados de propósito general

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros separados de propósito general adjuntos han sido las siguientes:

3.1.1. Instrumentos financieros

3.1.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

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

3.1.1.2. Activos financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

3.1.1.2.1. Instrumento de deuda

Con la aplicación de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018, los activos financieros se clasifican a costo amortizado y a valor razonable. Si son designados para:

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un activo financiero se clasifica como medido al "costo amortizado" solo si los siguientes criterios se cumplen: i) el objetivo del modelo de negocio de la Compañía es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y ii) los términos contractuales dan lugar a recibir en fechas específicas los flujos de efectivo, los cuales consideran únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses, y en ese caso no se contabilizan por separado.

(b) Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio, al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(c) Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura, se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.1.1.2.2. Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de los instrumentos de patrimonio, la Compañía puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio.

3.1.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remediados a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados separado. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto". Si son designados para cobertura, el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

La Compañía designa ciertos derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable).
- Coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o
- Coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

La Compañía documenta al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. La Compañía además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como

periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como activos o pasivos corrientes.

(f) Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como "gastos financieros", al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados, pero como "otras ganancias/ (pérdidas), neto".

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

(g) Coberturas de flujos de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/ (pérdidas), neto".

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los periodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero, las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio, se transfieren de este rubro y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como "otras ganancias/(pérdidas), neto".

(h) Coberturas de inversión neta en el exterior

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto".

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados separado cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

A la fecha de los presentes estados financieros separados de propósito general la Compañía no tiene instrumentos de cobertura de inversiones netas de operaciones en el exterior.

3.1.1.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene la Compañía para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

3.1.1.3.1. Deudas (Obligaciones financieras)

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados separado durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirán. Dichos costos se diferencian hasta que el préstamo se reciba y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan. Si los costos incurridos son inmateriales, se podrán llevar a resultados en el momento de la emisión de los títulos.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que la Compañía tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización.

Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados separado en el período en el cual se incurren.

3.1.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados separado como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

3.1.1.5. Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.1.1.6. Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual la Compañía se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y la Compañía ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, la Compañía valora los activos financieros a su valor razonable; sin embargo, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero afectarán el valor del activo. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados separado dentro de "otras ganancias / (pérdidas)-neto" en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, la Compañía mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

La Compañía debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

3.1.1.7. Compensación de instrumentos financieros

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.1.1.8. Valores razonables de inversiones

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) la Compañía establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias.

Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

3.1.2. Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los bienes para venta o consumo interno, sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad. En esta clasificación se encuentran materiales, combustibles y certificados de reducción de carbono (CERs).

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros separados, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario, por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

En el caso de los CERs el costo inicial está determinado por el valor razonable de los mismos en la fecha de emisión de los certificados el cual es identificable para cada uno de ellos.

El costo de los bienes diferentes a los CERs, se mide de acuerdo con el método “promedio ponderado”, que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero igualmente disponibles.

El costo promedio ponderado debe incluir cargos adicionales, por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y que se refiere a las adquisiciones durante el período.

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario de la Compañía, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se consideran como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que en algunos se materializa como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados de la Compañía.

3.1.3. Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

La Compañía clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera separado se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos de activos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe en libros y el valor razonable, menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera separado de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta” y los pasivos también en una única línea denominada “Pasivos mantenidos para la venta”.

A su vez, la Compañía considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta.

Así mismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del estado de otro resultado integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”.

A la fecha de los presentes estados financieros separados de propósito general, la Compañía no tiene actividades discontinuadas.

3.1.4. Inversiones en Subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por la Compañía, el control existe cuando se tiene el poder para dirigir las actividades relevantes de la subsidiaria, que generalmente son las actividades de operación y financiación con el propósito de obtener beneficios de sus actividades y está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de ésta.

Las inversiones en subsidiarias se registran inicialmente al costo y posteriormente se aplica el método de participación patrimonial (MPP) en los estados financieros separados de propósito general, de la Compañía según lo establecido en el Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 y modificado por los Decretos 2131 de 2016 y 2170 de 2017.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Compañía conforme a su participación, se registran en el rubro "Resultado por otras inversiones". La medición del método de participación se evalúa teniendo en cuenta la participación en cada subsidiaria.

3.1.5. Inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía posee influencia significativa sobre las decisiones de política financiera y de operación, sin llegar a tener control o control conjunto.

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que la Compañía ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: Es una entidad que la Compañía controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

Operación conjunta: Acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- (a) Sus activos incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente.
- (b) Sus pasivos incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente.
- (c) Sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta.
- (d) Su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- (e) sus gastos incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros separados de propósito general al costo a MPP, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente se miden a valor razonable.

3.1.6. Combinación de negocios

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

Para cada combinación de negocios, la Compañía elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados.

Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

Los costos de adquisición incurridos se imputan a gastos y se presentan dentro de los gastos de administración en el estado de resultados separado.

Adicionalmente, la política de la Compañía Enel para combinaciones de negocio fuera del alcance de la NIIF 3 manifiesta:

“Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor en libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas”.

“Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “otras reservas”. La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.”

Por práctica de la Compañía, en este tipo de transacciones la Compañía efectúa el reconocimiento prospectivo, no se realiza una representación de las cifras de los estados financieros comparativos.

3.1.7. Activos Intangibles

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. La Compañía evalúa en el reconocimiento inicial, si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el período de amortización, el cual es revisado al final de cada ejercicio.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

(a) Gastos de investigación y desarrollo

La Compañía sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera separado los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Los gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del ejercicio.

(b) Otros activos intangibles

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

Las vidas útiles en promedio remanentes utilizadas para la amortización son:

Clase de Intangible	dic-24	dic-23
Derechos (*) y servidumbres	30	30
Costos de Desarrollo	7	6
Licencias	4	3
Programas informáticos	3	3

(*) Hacen referencia a los derechos que la Compañía tiene registrados para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce por el método de línea recta. De igual forma en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

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

3.1.8. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya incurrido.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. La Compañía define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
- Los desembolsos futuros a los que la Compañía deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. La Compañía revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales para proyectos nuevos, así como tasas de descuento a utilizar.
- Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

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

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

Los desembolsos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en el estado de resultados separado como costo del periodo en que se incurrir.

La Compañía, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos. La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual, se deprecia 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 la Compañía espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. La Compañía no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizados para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	dic-24	dic-23
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	55
Equipos electromecánicos centrales hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	27
Torres de medición eólica	2	3
Estaciones solares	22	7
Paneles y Misceláneos	27	26
Subestaciones	25	25
Red de alta tensión	34	34
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	20	21
Edificios	45	46
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9
Activos por derecho de uso		
Edificios	34	35
Terrenos	26	27
Vehículos	2	1

Para los activos de distribución en el 2014 se realizó la apertura de los activos eléctricos como subestaciones, líneas y redes en el sistema contable y se modificaron las vidas útiles remanentes promedio, las cuales se aplicaron a partir del 1 enero de 2015.

El cambio en las vidas útiles corresponde al promedio de cada categoría, el cual puede variar de un año a otro por el efecto de los activos totalmente depreciados.

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto por:

- Los que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento, y
- Los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica dado que son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 54 años.

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable a la Central Hidroeléctrica El Quimbo y los Parques Solares en operación, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que la Compañía ha estimado, con base en la vida útil de la central y/o parque. (Ver Nota 14).

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

3.1.9. Deterioro de los activos

(a) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos)

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existen indicadores de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicador 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; entendiéndose como tal, el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Para cada actividad, los activos operan de manera integral y no pueden considerarse los flujos de efectivo independientes por componentes; por lo anterior se toman como Unidades Generadoras de Efectivo UGE los segmentos de Distribución y Generación de la Compañía.

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

Para estimar el valor en uso, la Compañía prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la gerencia sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, la estimación de los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

(b) Activos financieros

La Compañía determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por la Compañía Enel de la siguiente manera:

Modelo simplificado colectivo

Se aplica para la cartera comercial de la línea de negocio de distribución considerando las siguientes categorías:

- Residencial.
- Comercial.
- Industrial.
- Oficial.
- Alumbrado Público y
- Otros Negocios (PSVA's).

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en Inglés PD Probability of Default) por la pérdida dado el Incumplimiento (en Inglés LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

Modelo simplificado individual

Mediante este modelo se realiza un cálculo de manera homogénea, evaluando individualmente a cada una de las contrapartes con las que se tienen transacciones producto de las operaciones comerciales.

Este modelo se aplica a:

- Los clientes de la cartera comercial de la línea de negocio de distribución, que por sus características requieren un análisis individual.
- La categoría de peajes que cuenta con un bajo número de clientes.
- La totalidad de la cartera comercial de la línea de negocio de generación, dado que en este segmento se gestiona por cliente de manera individual.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de la Compañía se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de la Compañía Enel se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por la Compañía Enel:

- Administraciones públicas.
- Contrapartes institucionales.
- Préstamos a empleados y
- Otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación de la Compañía, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

3.1.10. Arrendamientos

La NIIF 16–Arrendamientos establece criterios específicos para el arrendador y el arrendatario así:

Arrendatario:

La NIIF 16 establece principios de medición, reconocimiento, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios evalúen los siguientes parámetros bajo un modelo único de arrendamiento financiero.

Un contrato contiene un arrendamiento si transfiere el derecho a controlar el activo identificado, a cambio de una contraprestación. Por lo anterior los siguientes parámetros establecen la transferencia de control:

- Debe existir un activo identificado en el arrendamiento.
- El arrendatario debe tener el derecho a obtener sustancialmente los beneficios económicos por el uso del activo a lo largo del periodo de uso.
- El arrendatario tiene el derecho a dirigir como y para que propósito debe ser utilizado el activo a lo largo del periodo de uso. Esto se determina si:
 - El arrendatario opera el activo a lo largo del periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar las instrucciones de operación o,
 - El arrendatario diseñó el activo de tal forma que predetermina el propósito de uso de este a lo largo del periodo de utilización.

En caso de no cumplirse los parámetros mencionados anteriormente, los contratos no constituirán un arrendamiento bajo los parámetros establecidos en la NIIF 16.

Si se configura un arrendamiento financiero, el arrendatario debe reconocer al inicio del contrato los activos por derechos de uso y pasivos por arrendamiento financiero.

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

- Arrendamientos de activos de “bajo valor”, definido como un valor, menor a USD 5.000.
- Arrendamientos a corto plazo, es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos.

En este caso se reconocen en el estado resultados consolidado, y no hay lugar a activos por uso, ni pasivos por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento es medido al valor presente de los pagos no cancelables, durante el plazo pactado en el contrato; descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio. Posteriormente, se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

Los activos por derecho de uso se miden en el momento inicial al costo, que comprende: i) El pasivo por arrendamiento, ii) los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos, iii) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario y iv) una estimación de los costos a incurrir por el arrendatario por desmantelamiento o restauración del activo.

Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto entre el plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos.

Se debe reconocer por separado el gasto de intereses, del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación, del activo por derecho de uso. También se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso, excepto las consideraciones que normativamente se pueden reconocer directamente a resultados.

Arrendador:

Un arrendador clasifica los arrendamientos como operativos o financieros. Un arrendamiento se clasifica como financiero, cuando se transfieren sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente. En caso de que no se transfieran los riesgos y ventajas asociados al activo subyacente, el arrendamiento será considerado como operativo.

Arrendamientos Financieros:

Al inicio del contrato el arrendador reconoce los activos que tiene en arrendamiento y los presenta como una cuenta por cobrar por un valor igual a la inversión neta del arrendamiento.

Cuando un arrendador es fabricante o distribuidor reconoce los ingresos de actividades ordinarias por el valor razonable de los activos subyacentes entregados en arrendamiento descontados a una tasa de interés de mercado. De igual forma reconoce el costo de ventas por el costo o el valor en libros si es distinto del activo subyacente.

Arrendamientos Operativos:

El arrendador reconoce los ingresos de forma lineal por los pagos recibidos correspondientes al arrendamiento de los activos subyacentes.

Los activos subyacentes sujetos a ser arrendados se reflejan en el estado de situación financiera consolidado, de acuerdo con la naturaleza de los activos subyacentes.

3.1.11. Provisiones, pasivos y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros separados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Compañía, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera separado como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Compañía tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros separados, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, la Compañía incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles, laborales y fiscales, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación del área jurídica.

Los riesgos por litigios civiles, laborales y fiscales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros separados.

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya existencia está sujeta a la ocurrencia o no de eventos futuros que no se encuentran enteramente bajo el control de la Compañía, u obligaciones presentes que surgen de eventos pasados de los cuales no se puede estimar de forma fiable la cuantía de la obligación, o no es probable que tenga lugar una salida de recursos para su cancelación. Los pasivos contingentes no son registrados en los estados financieros separados, pero se revelan de manera general en notas a los estados financieros separados, excepto por los que sean individualmente incluidos en el informe de precios de compra, realizado en una combinación de negocios, cuyo valor razonable pueda ser determinado de forma confiable.

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la Compañía. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros separados.

La Compañía se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.1.12. Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo de la Compañía, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera la Compañía.

3.1.12.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende el impuesto sobre la renta y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tarifa vigente al cierre del año, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

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

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

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

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

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

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

3.1.12.2. Impuesto de Industria y Comercio

A partir del año gravable 2023, en aplicación de Ley 2277 de 2022, el gasto por el impuesto de Industria y Comercio en la determinación de la renta líquida solo puede tratarse como deducción y contablemente reconocerse como gasto.

3.1.13. Beneficios a empleados

(a) Pensiones

La Compañía tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, la Compañía registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros separados, se cuenta con estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada; los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente, los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas. La Compañía no posee activos afectos a estos planes.

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

La Compañía otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La Compañía implementa planes de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contemplan rentas temporales para los empleados que se acogan a los mismos y que les falte el tiempo que estipula el plan para tener derecho a la pensión por vejez. El beneficio consiste en el pago de una renta temporal por el tiempo establecido en el acta según lineamientos del plan; el valor de la renta se pagará sobre el salario promedio de cada trabajador a la fecha de retiro. Estos pagos se harán mediante los recursos colocados por la Compañía en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le da el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad de la Compañía suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación o recibir el reintegro en caso de haber excedentes.

La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

(c) Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados

La Compañía concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizado reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

3.1.14. Estimación del valor razonable

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

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

Para la determinación del valor razonable, la Compañía utiliza las técnicas de valoración entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.15. Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros separados se expresan utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (pesos colombianos).

Los estados financieros separados son presentados en "pesos colombianos" que a la vez es la moneda funcional y de presentación de la Compañía. Sus cifras están expresadas en miles de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción, la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo, dólares, euros, libras esterlinas etc.) que se expresan en unidades.

3.1.16. Conversión de moneda extranjera

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

3.1.17. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

La Compañía presenta en su estado de situación financiera separado los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta. Los activos son clasificados como corrientes cuando se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones de la Compañía o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que la Compañía espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

3.1.18. Reconocimiento de ingresos

La Compañía aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en las siguientes 5 etapas:

Etapa 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapa 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapa 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapa 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapa 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes contempla lo siguiente:

(a) Enfoque de cartera:

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes la Compañía aplica la solución práctica que permite agruparlos en "Categorías o Clúster" cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

(b) Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando la Compañía identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo con el patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

- A lo largo del tiempo.
- En un punto del tiempo.

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

- El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que la Compañía los realiza.
- El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma.
- La Compañía tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño. La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

(d) Contraprestaciones variables:

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, la Compañía estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

(e) Contratos con modificaciones:

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y o servicios ofrecidos a los clientes.

(f) Consideración como principal o agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, la Compañía deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso de que la Compañía controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando la Compañía controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones de desempeño están a cargo de una tercera parte; la Compañía actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Activos y pasivos contractuales:

La Compañía reconocerá un activo y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

Activo contractual: Se presenta como el derecho que tiene la Compañía a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.

Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene la Compañía de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que la Compañía ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

3.1.19. Ingresos y costos financieros

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

3.1.20. Reconocimiento de costos y gastos

La Compañía reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos, en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, combustibles, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión, depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen, impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta.

Se capitalizan como construcciones en curso: los costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, los costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y los costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

3.1.21. Capital social

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos.

3.1.22. Reservas

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables a la Compañía es la siguiente:

El Código de Comercio exige a la Compañía, apropiar el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal, hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distributable antes de la liquidación de la Compañía, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

Hasta el 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la Ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

3.1.23. Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas de la Compañía y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo; a partir de la fusión de Enel Colombia S.A. E.S.P., no se cuenta con acciones con dividendo preferente.

3.1.24. Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de utilidades presentado por la administración de la Compañía y aprobado por la Asamblea General de Accionistas. El pago del dividendo se hará efectivo, en las fechas que acuerde la Asamblea General de Accionistas al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista en el momento de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito; y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General de Accionistas.

Al cierre de ejercicio, se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "cuentas por pagar a entidades relacionadas";

según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor valor del "patrimonio total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva de la Compañía y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.1.25. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

La Compañía para todos sus efectos, de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con dos segmentos: Distribución y Generación, asociados al negocio de energía; sin embargo, la Compañía desarrolla otras actividades como la comercialización de gas, emisión y comercialización de bonos de carbono, alquiler de infraestructura de alumbrado público y otros negocios, que no se consideran como segmentos independientes, teniendo en cuenta que son involucrados en la toma de decisiones de la dirección, dentro de los segmentos mencionados, dado que tienen aspectos en común como el grupo de clientes a quien va dirigido.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

58

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos en bancos (a)	\$ 750.262.289	\$ 1.296.691.588
Otro efectivo y equivalentes al efectivo, neto (b)	146.801.045	141.009.583
	\$ 897.063.334	\$ 1.437.701.171

El detalle del efectivo y equivalente al efectivo en pesos por tipo de moneda presentado en la parte superior es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pesos colombianos	\$ 887.149.801	\$ 1.420.620.333
Dólares americanos*	9.913.533	17.080.838
	\$ 897.063.334	\$ 1.437.701.171

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2024 y 2023 de \$ 4.409,15 y \$ 3.822,05 por US\$1, respectivamente.

- La disminución del saldo en bancos por (\$546.429.299), está dada por: i) recaudo \$16.009.701.311; ii) pagos a proveedores (\$12.559.749.062); iii) Toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda (\$315.195.743); iv) pago de impuestos (\$1.553.352.112), v) otros pagos (\$2.127.833.693).
- El otro efectivo y equivalentes al efectivo, está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo de la Compañía junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos.

El incremento del 2024 versus 2023, se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

El efectivo y equivalentes al efectivo son mantenidos principalmente en bancos e instituciones financieras, que están calificadas entre el rango AA- y AAA+, según las agencias calificadoras (Standard & Poors, Fitch Rating).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando a los proveedores el pago.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$16.082 y \$36.967, respectivamente.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de diciembre de 2024 y 2023, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de diciembre de 2024
	Saldo a 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 6.635.299.682	2.985.574.000	\$(2.390.028.797)	\$ 3.152.531	\$ 861.167.683	\$ -	\$ -	8.095.165.099
Bonos	2.450.471.339	-	(894.303.809)	91.703	188.911.106	-	-	1.745.170.339
Pasivos por arrendamientos	221.210.897	-	(68.527.030)	5.701.634	27.446.334	55.107.837	-	240.939.672
Instrumentos derivados	78.183.734	25.384.679	-	(43.247.125)	-	-	(57.488.715)	2.832.573
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 9.385.165.652	\$ 3.010.958.679	\$(3.352.859.636)	\$(34.301.257)	\$1.077.525.123	\$ 55.107.837	\$(57.488.715)	\$ 10.084.107.683

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo a 31 de diciembre de 2023
	Saldo a 1 de enero de 2023	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 3.932.280.366	\$3.569.222.000	\$(1.508.641.838)	\$ 419.696.202	\$ 222.742.952	\$ -	\$ -	6.635.299.682
Bonos	3.232.918.315	-	(1.123.803.593)	(88.159.003)	429.515.620	-	-	2.450.471.339
Pasivos por arrendamientos	227.441.849	-	(65.749.742)	(5.758.546)	17.786.508	47.490.828	-	221.210.897
Instrumentos derivados	4.615.446	105.818.694	-	(189.596.976)	-	-	157.346.570	78.183.734
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 7.397.255.976	\$3.675.040.694	\$(2.698.195.173)	\$ 136.181.677	\$ 670.045.080	\$ 47.490.828	\$ 157.346.570	\$ 9.385.165.652

59

Durante el año 2024 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$1.806.873.847 así: Enel Américas S.A., \$1.036.166.231, Grupo de Energía de Bogotá S.A.S. \$768.210.324 y accionistas minoritarios \$2.497.292. Durante el año 2023 se realizaron pagos de dividendos por \$2.738.268.512.

5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos derivados de cobertura (1)	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231	\$ 2.294.698	\$ 30.057.440
<i>Fideicomisos</i>	19.429.873	-	7.527.351	-
<i>Fideicomisos (2)</i>	19.430.133	-	7.527.508	-
<i>Deterioro fideicomisos*</i>	(260)	-	(157)	-
Otros activos (3)	6.011.832	-	3.914.696	-
Embargos judiciales (4)	2.545.921	-	3.693.358	-
<i>Embargos judiciales</i>	2.552.121	-	3.713.944	-
<i>Deterioro embargos judiciales*</i>	(6.200)	-	(20.586)	-
Garantías mercados derivados energéticos (5)	(163.460)	-	1.989.904	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	162.299	-	198.656
	\$ 78.209.882	\$ 18.878.530	\$ 19.420.007	\$ 30.256.096

(*) Ver nota 7, numeral 3, este valor hace parte del deterioro del modelo general.

(1) La Compañía al 31 de diciembre 2024 tiene constituido treinta (30) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así:

31 de diciembre de 2024									
Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	\$ 25.500.000	USD	4.068,45	\$ 9.057.742	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	20.000.000	USD	4.101,50	7.646.268	-
Forward	Inversiones/proyecto	Goldman US	Cash Flow Hedge	30/4/2025	20.000.000	USD	4.100,80	7.353.147	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/3/2025	20.000.000	USD	4.099,50	7.085.961	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/10/2025	1.211.157.000	COP	IBR3M	5.739.922	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	17.000.000	USD	4.228,50	3.340.610	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	16.300.000	USD	4.236,50	3.314.854	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/3/2025	8.045.054	USD	4.293,94	1.308.499	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	17.000.000	USD	4.434,14	763.989	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/4/2025	9.003.303	USD	4.465,97	121.606	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	66.875	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.549.679	USD	4.417,84	48.333	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.331.461	USD	4.417,84	46.433	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/3/2025	2.965.202	USD	4.445,59	28.419	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	2.651.649	USD	4.409,09	23.566	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/2/2025	2.286.794	USD	4.428,69	21.675	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/1/2025	1.502.144	COP	4.409,09	13.350	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	71.078	USD	4.467,51	897	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR3M	-	18.716.231
Total valoración								\$ 50.385.716	\$ 18.716.231

Al 31 de diciembre de 2023, se tenían constituidos tres (3) derivados de cobertura de flujo de caja y (1) Swap de interés con valoración activa así:

31 de diciembre de 2023									
Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.030,00	\$ 1.118.558	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	3.954,80	987.316	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/5/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0,75%	-	30.057.440
Total valoración								\$ 2.294.698	\$ 30.057.440

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Fideicomisos OXI Huila Fiduprevisora	\$ 8.089.178	\$ -
Fideicomisos Embalse Tominé	5.216.596	5.301.917
Fideicomisos OXI Quimbo Fiduprevisora	1.887.302	-
Fideicomisos Embalse Muña	1.500.197	1.476.032
Fideicomisos OXI FiduPopular Maicao	1.396.142	-
Fideicomisos Proyecto Zomac	551.014	524.100

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Fideicomisos OXI Fiduprevisora	338.923	225.459
Fideicomiso Corficolombiana_Silvania	251.308	-
Fideicomiso Fidupopular Paratebueno	199.473	-
Total	\$ 19.430.133 \$	7.527.508

Los fideicomisos existentes en la Compañía tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación. Los valores del detalle anterior se presentan sin deterioro.

Durante el año 2024 se ha realizado apertura de los siguientes negocios Fiduciarios, los cuales se ejecutan desde el segmento de generación para los proyectos de Obras por Impuestos (OXI):

- Fidupopular. 10362022- P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI Convenio Guajira, creado febrero 2024.
- Fiduprevisora 001001049543 P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI Convenio Quimbo creado en marzo 2024.
- Fiduprevisora 001001050095 P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI Convenio Huila creado en mayo 2024.
- Fidecomiso Corficolombiana Silvania creado agosto 2024.
- PA AYP OXI Enel Paratebueno- 31919 creado julio de 2024.

(3) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

(4) Al 31 de diciembre del 2023 la Compañía tenía \$3.713.944 en depósitos judiciales como garantía de 33 procesos judiciales, durante el año 2024 hubo reintegro sobre 2 procesos, por valor de \$(2.560.815) y se realizaron pagos por \$1.398.993, que origina un saldo al 31 de diciembre 2024 de \$ 2.552.121, para un total de 49 procesos.

A continuación, se detalla los depósitos judiciales y los reintegros de los juzgados por entidad bancaria:

61

Entidad	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ 18.701.442	\$ 17.256.671
Banco de Occidente S.A.	2.371.000	2.371.000
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	2.119.321	2.119.321
Banco de Bogotá S. A.	1.283.567	1.283.567
Bancolombia S. A.	1.158.232	1.120.300
Scotiabank Colpatría S. A.	687.724	607.750
Banco Agrario de Colombia S. A.	13.884	13.884
Banco AV Villas S. A.	12.499	12.499
Banco Caja Social S. A.	4.336	4.336
Banco Santander Colombia S. A.	3.406	3.406
Citibank Colombia S. A.	2.461	-
Banco Davivienda S. A.	1.979	1.978
Empresa de Energía de Cundinamarca	802	802
	\$ 26.360.653 \$	24.795.514

Reintegro del Juzgado Entidad	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ (17.591.764)	\$ (16.946.332)
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(2.000.000)	(2.000.000)
Banco de Occidente S.A.	(1.919.000)	-
Bancolombia S. A.	(1.083.332)	(1.000.000)
Banco de Bogotá S. A.	(786.531)	(786.531)
Scotiabank Colpatría S. A.	(427.905)	(348.707)
Subtotal reintegro	(23.808.532)	(21.081.570)
Neto Total	\$ 2.552.121 \$	3.713.944

(5) La disminución corresponde a la liquidación de energía real por trading, la cual en el último trimestre de 2024 generó un efecto negativo en venta asociado al precio promedio de energía negociado por kWh de (\$320,7) versus el precio promedio real liquidado del kWh por (\$888,1).

(6) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	\$ 155.981	\$ 192.338
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.318	6.318
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	2.500	20%	-	-
Operadora Distrital de Transporte	Comercial	109.353.394	0,22%	-	-
				\$ 162.299	\$ 198.656

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 63.882.047	\$ 155.325	\$ 61.549.438	\$ -
Beneficios a empleados por préstamos (2)	3.437.092	39.156.228	2.331.123	35.040.620
Gastos pagados por anticipado (3)	376.898	-	999.196	-
Descuento tributario IVA AFRP (4)	-	193.110.332	-	180.855.434
Otras cuentas por cobrar	-	95.092	-	95.092
	\$ 67.696.037	\$ 232.516.977	\$ 64.879.757	\$ 215.991.146

(1) Los anticipos corrientes corresponden a recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$51.021.899 (\$34.455.997 en 2023), Banco Av Villas S.A. por \$4.377.311 (\$3.705.714 en 2023), Savino del Bene Colombia S.A.S. \$2.863.781 (\$2.236.827 en 2023) y anticipo a otros proveedores \$5.619.056 (\$19.744.071 en 2023). El saldo del no corriente, por \$155.325 corresponde a anticipo girado a Ecobalance Technologies S.A.S. en compra de paneles solares flotantes para el proyecto El Quimbo.

(2) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.

(3) Corresponde principalmente al saldo por amortizar de las pólizas de responsabilidad civil, extracontractual y todo riesgo.

(4) Al 31 de diciembre del 2024 y 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$193.110.332 y \$180.855.434 respectivamente; la variación obedece principalmente a los pagos de IVA de los proyectos de inversión. El artículo 83 de la Ley 1943 de 2018, creó la oportunidad de que las empresas accedieran a un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta, la Compañía cumplió con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 2.146.541.920	\$ 11.550.338	\$ 2.549.649.180	\$ 114.555.501
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	108.581.344	62.998.458	74.186.723	62.122.616
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.255.123.264	74.548.796	2.623.835.903	176.678.117
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(282.780.937)	(11.550.338)	(220.778.241)	(112.597.117)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(12.216.309)	(11.704.924)	(8.092.644)	(9.946.716)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.960.126.018	\$ 51.293.534	\$ 2.394.965.018	\$ 54.134.284

(1) Al 31 de diciembre de 2024, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de energía	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera no convenida	\$ 1.530.393.718	\$ 134.353.501	\$ 58.724.756	\$ 178.519.901	\$ 1.901.991.876	\$ -
Cientes masivos	953.269.076	31.540.586	11.394.610	41.018.029	1.037.222.301	-
Grandes clientes	260.507.360	77.199.688	36.278.353	77.833.431	451.818.832	-
Cientes institucionales	57.660.983	25.050.692	11.051.793	56.755.708	150.519.176	-
Otros	258.956.299	562.535	-	2.912.733	262.431.567	-
Cartera convenida (a)	62.894.422	-	-	-	62.894.422	3.020.453
Cientes masivos	15.362.135	-	-	-	15.362.135	134.649
Grandes clientes	28.207.024	-	-	-	28.207.024	370.834
Cientes institucionales	19.325.263	-	-	-	19.325.263	2.514.970
Cartera de energía, bruto	1.593.288.140	134.353.501	58.724.756	178.519.901	1.964.886.298	3.020.453
Deterioro cartera de energía	(20.021.916)	(43.304.550)	(44.554.630)	(100.087.124)	(207.968.220)	(3.020.453)
Cartera de energía, neto	1.573.266.224	91.048.951	14.170.126	78.432.777	1.756.918.078	-
Cartera de negocios complementarios y otros (b)						
Cientes masivos	39.193.346	2.753.083	3.302.181	10.502.389	55.750.999	6.154.487
Grandes clientes	51.337.873	3.401.681	3.346.100	18.229.867	76.315.521	2.375.398
Cientes institucionales	10.010.868	5.459.032	5.711.261	28.407.941	49.589.102	-
Cartera de negocios complementarios, bruto	100.542.087	11.613.796	12.359.542	57.140.197	181.655.622	8.529.885
Deterioro cartera negocios complementarios	(20.214.500)	(4.716.721)	(7.388.708)	(42.492.788)	(74.812.717)	(8.529.885)
Cartera de negocios complementarios, neto	80.327.587	6.897.075	4.970.834	14.647.409	106.842.905	-
Total cuentas comerciales, bruto	1.693.830.227	145.967.297	71.084.298	235.660.098	2.146.541.920	11.550.338
Deterioro cuentas comerciales	(40.236.416)	(48.021.271)	(51.943.338)	(142.579.912)	(282.780.937)	(11.550.338)
Total cuentas comerciales, neto	\$ 1.653.593.811	\$ 97.946.026	\$ 19.140.960	\$ 93.080.186	\$ 1.863.760.983	\$ -

63

Al 31 de diciembre de 2023, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de energía	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera no convenida	\$ 1.839.790.146	\$ 156.234.443	\$ 46.495.789	\$ 132.689.522	\$ 2.175.209.900	\$ 99.042.214
Cientes masivos	575.706.937	43.604.502	9.732.461	34.818.088	663.861.988	52.095
Grandes clientes	808.232.061	91.368.423	26.086.417	67.440.021	993.126.922	98.990.119
Cientes institucionales	203.045.500	21.179.258	10.674.575	27.514.131	262.413.464	-
Otros	252.805.648	82.260	2.336	2.917.282	255.807.526	-
Cartera convenida (a)	45.303.916	-	-	-	45.303.916	6.781.634
Cientes masivos	20.179.076	-	-	-	20.179.076	1.956.165
Grandes clientes	11.132.423	-	-	-	11.132.423	1.536.774
Cientes institucionales	13.992.417	-	-	-	13.992.417	3.288.695
Cartera de energía, bruto	1.885.094.062	156.234.443	46.495.789	132.689.522	2.220.513.816	105.823.848
Deterioro cartera de energía	(35.769.042)	(45.131.087)	(26.074.678)	(78.445.026)	(185.419.833)	(103.865.464)
Cartera de energía, neto	1.849.325.020	111.103.356	20.421.111	54.244.496	2.035.093.983	1.958.384

Cartera de energía	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera de negocios complementarios y otros (b)						
Cientes masivos	128.590.094	477.862	577.254	3.306.516	132.951.726	6.293.221
Grandes clientes	74.227.613	15.842.460	754.066	4.730.332	95.554.471	2.438.432
Cientes institucionales	72.811.764	5.509.003	4.539.438	17.768.962	100.629.167	-
Cartera de negocios complementarios, bruto	275.629.471	21.829.325	5.870.758	25.805.810	329.135.364	8.731.653
Deterioro cartera negocios complementarios	(13.707.396)	(6.328.656)	(2.829.878)	(12.492.478)	(35.358.408)	(8.731.653)
Cartera de negocios complementarios, neto	261.922.075	15.500.669	3.040.880	13.313.332	293.776.956	-
Total cuentas comerciales, bruto	2.160.723.533	178.063.768	52.366.547	158.495.332	2.549.649.180	114.555.501
Deterioro cuentas comerciales	(49.476.438)	(51.459.743)	(28.904.556)	(90.937.504)	(220.778.241)	(112.597.117)
Total cuentas comerciales, neto	\$ 2.111.247.095 \$	126.604.025 \$	23.461.991 \$	67.557.828 \$	2.328.870.939 \$	1.958.384

- La cartera convenida corresponde a convenios entre la Compañía y los clientes para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; estos convenios aplican a los clientes que soliciten financiación por conceptos de consumos de energía en mora o en riesgo de no pago.
- La cartera de negocios complementarios corresponde a convenios entre la Compañía y los clientes para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; que soliciten financiación por conceptos instalaciones, adecuaciones, multas por pérdidas y demás servicios que preste la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.615.035.930 y \$1.920.339.134, que corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.002.355.133 y \$1.320.241.337, trabajos a particulares por \$108.585.425 y \$207.001.565; cartera de esquemas regulatorios por \$147.249.976 y \$112.694.671; cartera de alumbrado público por \$65.269.995 y \$55.387.660; y cartera de infraestructura por \$9.160.787 y \$7.937.552.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan una disminución respecto a diciembre 2023 que corresponde principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por \$(317.886.204) y obedece a la recuperación de la cartera de la opción tarifaria aplicando la recuperación de los niveles de tensión 1 y 4 en un tiempo de 1 año; trabajos a particulares por \$(98.416.140); e incrementos en la cartera de esquemas regulatorios por \$34.555.305 (lo cual se presenta por el cruce entre las cuentas por pagar al Ministerio de Minas y Energía y la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar); aumento en la cartera de alumbrado público por \$9.882.335 y cartera de infraestructura por \$1.223.235.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 las cuentas por cobrar del negocio de generación por \$531.505.990 y \$629.310.046, que corresponden a clientes del mercado mayorista, cartera estimada por \$224.033.544 y \$232.626.773; facturada por \$31.652.252 y \$127.272.453; cartera estimada del mercado no regulado por \$224.010.882 y \$227.169.775; facturada por \$37.371.472 y \$17.683.435; gas por \$6.151.217 y \$6.037.048; cenizas por \$14.857 y \$25.156; y otros por \$8.271.666 y \$11.568.056, respectivamente.

Las cuentas por cobrar del negocio de generación presentan una disminución, principalmente producto de la variación de:

- Cartera del mercado mayorista por \$(95.620.201) generado por menor cantidad de energía (77 Gwh) y por cambio de contratos; se presenta un incremento en el precio de \$24/Gwh, tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$319/Gwh versus diciembre 2023 por \$295/Gwh (incluidos subasta y contratos excedentes); adicionalmente, disminución en el estimado del mercado mayorista por \$(8.593.229).
- Cartera del mercado no regulado presentó incremento por \$19.688.037 producto de mayor cantidad de energía 2 Gwh y disminución en el estimado por \$(3.158.893), producto de menor ingreso por cambio de contratos y disminución tarifa \$(8) Gwh, tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$377/Gwh versus tarifa ponderada diciembre 2023 por \$385/Gwh.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- Estimado de bolsa por \$(6.927.350), posición compradora en diciembre de 2024 comparado con diciembre 2023.
- Aumento de estimados gas y cenizas por \$103.870.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$43.718.161 y \$361.396.771, respectivamente. La Compañía se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT-Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

Las cuentas por cobrar no corrientes corresponden a cartera convenida y de negocios complementarios de difícil cobro, deteriorada al 100%.

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 las otras cuentas por cobrar corrientes de Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponden a cuentas por cobrar a empleados y otros deudores.

Las cuentas por cobrar a empleados están compuestas por conceptos de préstamos de vivienda, educación, entre otros; tienen un valor presente de \$17.331.971 y \$8.579.036 respectivamente. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75%, la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Los otros deudores están compuestos por los siguientes terceros:

Deudor	Valor
Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.	\$ 8.230.533
Ministerio de Hacienda y Crédito.	6.891.981
Electronica Santerno S.p.A.	3.277.854
Cobra Instalaciones y Servicios Sucursal S.A.	3.110.435
Montajes de Ingenierías S.A.S.	3.044.607
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	3.040.905
Consortio Energía de Colombia.	2.011.317
Concesión Autopista.	1.872.622
CAM Colombia Multiservicios S.A.S.	1.176.351
Jinko Solar Co.	1.101.990
Prodiel Colombia S.A.S.	1.006.405
ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	805.331
Voith Hydro Services Ltda.	804.788
Corporación Monte y Ciudad.	803.496
Acuerdo de Unión Temporal S.A.S.	672.281
Lito S.A.S.	664.957
Fimer S.p.A.	634.482
Quanta Services Colombia S.A.S.	609.294
Otros	51.489.744
Total	\$ 91.249.373

El saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponde a la cartera de empleados por \$47.815.128 y \$48.853.341, respectivamente; a cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$12.439.717 y \$10.525.662 con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo; y a la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

(3) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por el grupo:

- Modelo simplificado colectivo
- Modelo simplificado individual
- Modelo general colectivo

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 231.488.906	\$ 185.299.083
Modelo Simplificado Individual (b)	62.842.369	148.076.275
Total Provisión de deterioro cuentas comerciales	294.331.275	333.375.358
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	23.921.233	18.039.360
Total Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	23.921.233	18.039.360
Total	\$ 318.252.508	\$ 351.414.718

Por el año 2024 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

(a) Modelo simplificado colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días. El incremento en el deterioro obedece a que la cartera presentó un aumento significativo producto de mayor facturación realizada a 31 de diciembre de 2024.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$10.038.350; la cual presenta una disminución con respecto a diciembre 2023 generada por el castigo de cartera del cliente Electricaribe S.A. E.S.P. en Liquidación por \$(98.084.016).

El castigo de esta cartera se generó de acuerdo con certificado de incobrabilidad del 12 de noviembre de 2024; "Electricaribe S.A. E.S.P. en Liquidación deberá inicialmente agotar el pago de la obligación con la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público- MHCP y posteriormente, si existen recursos, proceder con el pago de los créditos según su prelación y así sucesivamente. Sin embargo, se advierte que de acuerdo con la disponibilidad de activos con la que cuenta Electricaribe S.A. E.S.P. en Liquidación, únicamente existe vocación de pago respecto a la obligación anteriormente señalada".

De acuerdo con los proyectos de calificación y graduación para el pago de las obligaciones, la cuenta por cobrar que tiene la Compañía quedo reconocida en quinta clase.

- Provisión de cartera de municipios por \$15.465.530, principalmente Ifi Concesión Salinas por \$4.988.519; Municipio de Sopo por \$4.334.899; Santa Ana Clay S.A. por \$2.313.189; Municipio del Colegio por \$1.496.229; Municipio Puerto Salgar Acueducto por \$567.789; Municipio de Agua de Dios por \$573.123 y Alcandía Municipal Puerto Salgar por \$460.753.
- Provisión de cartera de otros negocios \$22.380.603 principalmente, Asistencias-NC \$9.360.320; Uniaguas S.A. E.S.P. \$6.352.506; Aguas del Sinú S.A. E.S.P. \$3.596.794 y Operadora Minera Centro \$1.257.133.

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores.

Al 31 de diciembre de 2024 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Los movimientos de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

Cartera Comercial	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldo Inicial	\$ 351.414.718	\$ 306.836.684
Dotaciones	83.761.774	52.223.202
Usos	(116.923.984)	(7.645.168)
Saldo final	\$ 318.252.508	\$ 351.414.718

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la Compañía respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

Para los préstamos a empleados las garantías están cubiertas con hipotecas, pagarés y prendas.

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas:

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Transporte de energía	\$ 3.639.509	\$ 2.638.151
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Compra de energía (1)	3.413.904	2.225.640
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Capital préstamo intercompañía (2)	2.100.000	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	350.472	83.533
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Intereses préstamo intercompañía (2)	9.670	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (3)	1.453.926	774.425
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados	1.410.453	1.139.051
Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Otra (*)	Venta de panel solar (4)	1.012.781	-
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	880.672	672.270
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	100.742	27.077
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados	837.585	886.582
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados	785.301	716.076
Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Otra (*)	Venta de panel solar (4)	708.947	-
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	262.780	-
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	245.944	82.097
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento	147.258	134.754
Enel X Chile S.P.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de personal	648.240	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	254.731	78.805
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento	185.754	169.980
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	126.373	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Suministro de equipos	-	518.140
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	532.124	777.503
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control Tower Chile	435.015	377.089
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	36.592	149.532
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	454.652	442.358
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	397.961	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados	316.695	514.066
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados	-	4.087
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados	280.146	280.146
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados	239.615	345.583
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados	202.688	137.785
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados	108.062	108.062
Enel North América Inc.	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados	103.897	30.328
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	40.061	-
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	38.895	11.864
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	40.018	-
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	38.895	11.864
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Garantía	68.320	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Nombre empresa relacionada	Pais de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados	62.933	62.933
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo Contrato	62.500	-
Guayepo Solar III S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	44.797	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	11.045	10.814
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	231	-
EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	231	-
Latamsolar Energias Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	231	-
Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Otra	Control Tower Perú (5)	-	245.179
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra	Expatriados (5)	-	98.596
Total				\$ 22.390.355	\$ 14.054.079

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.P.A. posee influencia significativa o control.

(**) El Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía. (ver Nota 22).

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de \$69.475 para el año 2024, en el año 2023 se presentó un deterioro por \$48.656.

(1) El aumento corresponde principalmente, al contrato de venta de energía que inició a partir del 1 de enero de 2024 para cobertura de la demanda de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., por 12 GWh-m.

(2) Corresponde a dos créditos otorgados por parte de la Compañía a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., por valor de \$1.500.000, con fecha de desembolso el 17 de enero de 2024 y \$600.000 el 16 de febrero de 2024.

Las condiciones de financiación fueron modificadas a partir del 17 de septiembre de 2024 así: tasa de interés efectivo anual del 11,52%, vencimiento a 365 días y pago del capital al vencimiento e intereses semestral.

(3) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito entre las partes; la variación corresponde principalmente al aumento en la causación de servicios por \$1.684.050 y a la disminución en el recaudo durante el 2024 por (\$1.030.993).

(4) Corresponde a la facturación por venta de paneles monofaciales a estas sociedades.

(5) El pasado 9 de mayo y 12 de junio de 2024 quedaron en firme la compraventa de las sociedades Enel Generación Perú S.A.A. y Enel Distribución Perú S.A.A., respectivamente; a partir de estos periodos estas compañías presentan un cambio de control dejando de ser parte del Grupo Enel.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre empresa relacionada	Pais de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	\$ 56.860.163	\$ -	\$ 44.101.114	\$ -
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo Proyecto (2)	3.147.129	-	-	834.068
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.099.490	-	1.350.130	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	9.966.973	-	7.459.269	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC	8.929.995	-	8.632.566	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	2.415.242	-	1.942.142	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	521.588	-	509.151	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	21.363.549	-	21.889.091	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	14.683.630	-	12.545.675	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (1)	8.715.667	-	6.308.331	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	2.168.607	-	1.418.610	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	228.354	-	1.490.187	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	401.909	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC	8.444.287	-	5.774.461	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Aportes a capital (3)	3.408.160	-	-	2.905.606
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	1.877.017	-	1.850.950	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	378.099	-	-	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	535.001	-	1.180.000	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Nombre empresa relacionada	País origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo Mandato	62.500	-	-	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	555.177	-	-	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	308.475	-	426.784	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	222.472	-	518.935	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Venta Sociedad Portuaria	218.480	-	218.480	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	201.241	-	410.852	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	85.324	-	-	-
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Subordinada	Anticipo Guarantee Fee	56.929	-	93.990	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	10.807	-	9.994	-
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-	8.000	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-	8.000	-
Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-	8.000	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	-	1.000	-
Guayepo Solar III S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	-	-	-
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Liquidación Crédito Fácil	601	-	-	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	-	-	239	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	-	-	17.417	-
Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Subordinada	Reembolso	-	-	306	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	101.210	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	126.965	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipo cargadores (4)	-	12.125.278	-	11.475.464
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipo cargadores (4)	-	8.962.270	-	8.481.110
Total				\$ 146.617.519	\$ 21.087.548	\$ 118.805.908	\$ 23.696.248

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A posee influencia significativa o control.

(**) La Compañía Energía Bogotá S.A. E.S.P es accionista de la Compañía (Ver Nota 22).

- (1) El aumento corresponde principalmente a las provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre de 2024 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.
- (2) Corresponde al proyecto Enel Flex el cual impulsa la iniciativa "Redes de electricidad impulsadas por la demanda digital (3DEN)" de la Agencia Internacional de Energía (AIE); este proyecto finalizará durante el 2025.
- (3) Corresponde a capitalización pendiente por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S., según estatutos de constitución, donde se indica que el capital suscrito se pagará en dinero dentro de los 2 años siguientes a la fecha de constitución de la Sociedad. El 21 de agosto de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de esta sociedad.
- (4) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibón Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial. El aumento corresponde a la actualización financiera (valor del dinero en el tiempo), sobre el anticipo recibido.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Venta de energía (1)	\$ 38.975.341	\$ 12.019.466
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía (1)	17.015.344	7.960.347
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otros servicios	506.556	28.691
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Intereses crédito	308.630	702.174
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Venta de medidores	-	568.991
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (2)	2.924.382	10.629.243

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Usme ZE S.A.S.	Ingresos financieros (3)	126.372	5.767.996
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (2)	2.469.789	7.248.524
Fontibón ZE S.A.S.	Ingresos financieros (3)	262.781	2.899.558
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	1.388.828	1.081.335
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	72.604	-
Enel Renovable, S.R.L.	Venta de paneles solares	993.266	-
Enel Renovable, S.R.L.	Diferencia en cambio	19.515	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación navideña	880.672	560.034
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicios administrativos	341.643	893.420
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	565.369	4.249.166
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	365.241	441.397
Generadora Solar Austral, S.A.	Venta de paneles solares	697.057	-
Generadora Solar Austral, S.A.	Diferencia en cambio	11.890	-
Enel X Chile S.P.A.	Contrato de servicios de personal	648.240	-
Endesa Energía S.A.	Servicios Off Shore	563.639	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	46.815	-
Enel Green Power S.p.A Glo	Diferencia en cambio	432.522	1.177.852
Enel Green Power S.p.A Glo	Expatriados	81.975	240.495
Enel Green Power S.p.A Glo	Technical Fee	-	1.377.349
Generadora de Occidente, Ltda.	Diferencia en cambio	464.833	501.584
Enel Panamá Cam, S.R.L.	Diferencia en cambio	421.653	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	406.588	1.026.286
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	305.992	6.877
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	302.279	936.090
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	236.180	3.112.817
Enel Distribución Chile S.A.	Servicios Control Tower	109.138	232.160
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	68.498	476
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	-	38.716
Colombia ZE S.A.S.	Servicio de administración	132.811	119.638
Colombia ZE S.A.S.	Intereses de mora	40.061	-
Bogotá ZE S.A.S.	Servicio de administración	132.811	119.638
Bogotá ZE S.A.S.	Intereses de mora	40.018	-
Enel Generación Chile Sa	Expatriados	126.965	-
Enel Fortuna S.A.	Garantías	110.792	168.684
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	-	34.944
Enel S.p.A.	Expatriados	58.681	528.637
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	53.601	1.144.696
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	71.187	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	38.003	306.863
Enel Chile S.A.	Expatriados	101.210	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	45.122
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos	-	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	84.944	142.586
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	1.312	2.974
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	77.826	192.101
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	-	156.235
Enel North América Inc.	Expatriados	73.567	30.328
Edistribucion Redes Digitales, S.L.U.	Expatriados	64.903	137.783
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	43.219	360.700
Tecnoguat S.A.	Diferencia en cambio	39.616	10.856
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	29.477	126.879
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	4.739	82.163
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	7.971	174.383
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en cambio	7.920	4.054
Enel Distribución Perú S.A.	Servicio Control Tower	-	419.155
Renovables de Guatemala, S.A.	Diferencia en cambio	-	879.338
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	-	392.845
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en cambio	-	199.266
Transmisora Energía Renovable S.A.	Diferencia en cambio	-	184.908
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	-	145.567
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	112.052
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	9.353
Enel Américas S.A.	Expatriados	-	9.203
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	-	2.158
Total		\$ 73.355.266 \$	69.944.153

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (1) El aumento corresponde principalmente al contrato de venta de energía a partir del 1 de enero de 2024 para cobertura de la demanda de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., por 12 GWh-m vs el año 2023 de 4GWh, e incremento en las operaciones de transporte de energía teniendo en cuenta el crecimiento de esta sociedad.
- (2) La disminución corresponde principalmente a la facturación por única vez de Development Fee sobre las sociedades Usme ZE S.A.S. por \$(8.613.176) y Fontibón ZE S.A.S. por \$(5.491.540) en enero 2023.
- (3) La disminución corresponde principalmente a la liquidación de los intereses sobre el préstamo otorgado a Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., en los meses de marzo y agosto de 2022, para el pago de la flota de buses eléctricos a BYD Motor Colombia S.A.S.; la liquidación de estos intereses solo se realizó por dos meses en el año 2023, teniendo en cuenta que se recibió el pago del crédito en el mes de febrero 2023.

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	\$ 25.621.605	\$ 22.064.013
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	2.156.876	-
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	1.959.316	2.286.044
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	11.043.079	8.036.465
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	869.652	110.440
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos	9.695.687	13.104.207
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	909.906	-
Enel S.p.A.	Servicios informáticos	6.517.484	6.748.111
Enel S.p.A.	Expatriados	2.672.106	2.805.054
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	595.731	-
Enel S.p.A.	Garantía e intereses	254.158	1.245.939
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos	3.584.424	6.605.505
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	2.407.907	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	872.549	1.561.337
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	1.866.137	2.179.610
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	378.099	-
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	115.927	3.545
Fundación Enel Colombia.	Donaciones	1.685.001	7.521.001
Renovables de Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	1.549.070	33.485
Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de ingeniería	728.298	-
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	602.184	-
Usme ZE S.A.S.	Gasto financiero	649.813	727.265
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	585.020	4.036.424
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	86.754
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	555.177	292.747
Fontibón ZE S.A.S.	Gasto financiero	481.160	538.480
Enel X Way Colombia S.A.S.	Actualización VPN	448.763	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	242.760	262.990
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	62.030	11.444
Enel Services México S.A.	Expatriados	240.588	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	-	29.831
Enel Brasil S.A.	Impatriados	173.752	380.168
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	7.895	56.127
Enel Chile S.A.	Impatriados	131.859	183.909
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.149	1.280
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos	-	76.762
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	131.445	210.934
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	814	5.772
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	85.324	-
Enel Distribución Perú S.A.A	Impatriados	74.758	-
Enel Distribución Perú S.A.A	Diferencia en cambio	184	-
Enel Distribución Chile S.A.	Impatriados	28.831	22.762
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	9.815	-
Enel Italia S.p.A.	Diferencia en cambio	36.857	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	20.441	119.153
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	Diferencia en cambio	10.625	125.492
Enel Green Power España, S.L.U.	Diferencia en cambio	6.304	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	5.240	18.633
Enel Américas S.A.	Impatriados	4.087	-
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	814	-
Generadora Montecristo, S.A.	Diferencia en cambio	53	-
Enel Panamá CAM S.R.L.	Diferencia en cambio	6	7.112.036

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Dispon. Infraestructura	-	1.637.607
Enel Green Power Romania S.R.L.	Impatriados	-	472.398
Transmisora Energia Renovable S.A.	Diferencia en cambio	-	318.122
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en cambio	-	26.112
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	2
		\$ 80.080.760	\$ 91.057.960

(1) El aumento corresponde principalmente a los nuevos servicios informáticos, como resultado del replanteamiento de la operación local, donde los soportes técnicos se centralizan en contratos globales, adicionalmente la crisis económica europea generó un gran impacto en los precios de licenciamiento: Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructura, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.

Junta Directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

En la Compañía se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 507 del 30 de marzo de 2022.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 21 de marzo de 2024 es de USD\$2.000(*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva. (*) Cifras en dólares completos.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 110 celebrada el 21 de marzo de 2024, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Antonio Crisol Puertas
Tercero	Raffaele Enrico Grandi	Diana Marcela Jiménez Rodríguez (*)
Cuarto	Carolina Soto Losada	Rutty Paola Ortiz Jara
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

(*) Miembro activo hasta el 30 de abril de 2024; al 31 de diciembre de 2024 se encuentra vacante la posición.

La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en el Registro Mercantil administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá.

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Juan Ricardo Ortega López	\$ 142.208	\$ 116.960
Astrid Martínez Ortiz	141.670	116.960
José Antonio Vargas Lleras	135.389	147.894
Jorge Andrés Tabares Ángel	135.389	116.960

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Tercero	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Carolina Soto Losada	135.171	98.713
Francesco Bertoli	115.461	-
Raffaele Enrico Grandi	83.965	-
Andrés Caldas Rico	26.747	67.069
Luciano Tommasi	26.747	55.047
Lucio Rubio Diaz	-	61.913
Diana Marcela Jimenez Rodriguez	-	18.957
Felipe Pacho Castro	-	18.247
Total	\$ 942.747 \$	818.720

Personal clave de la gerencia

A continuación, se relaciona el personal clave de la gerencia:

Nombre	Cargo	Periodo
Luciano Tommasi	Gerente	enero-marzo
Francesco Bertoli	Gerente	abril-diciembre
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	enero-marzo
Fernando Gutiérrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	enero-marzo
Mónica Cataldo	Tercer Suplente del Gerente	enero-diciembre
Carlos Mario Restrepo	Cuarto Suplente del Gerente	enero-diciembre
Maurizio Rastelli	Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero	enero-febrero
Antonio Crisol Puertas	Primer Suplente del Gerente	marzo-diciembre
Dario Miceli	Segundo Suplente del Gerente	marzo-diciembre
Raffaele Enrico Grandi	Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero	marzo-diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Compañía al 31 de diciembre de 2024 y 2023 ascienden a:

73

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Remuneraciones	\$ 4.593.384 \$	6.176.847
Bonos de retiro	842.948	-
Beneficios a corto plazo	188.857	535.791
Beneficios a largo plazo	-	574.100
	\$ 5.625.189 \$	7.286.738

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

La Compañía tiene para sus gerentes un bono anual por cumplimiento de objetivos. Este bono corresponde a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 270.943.888 \$	297.948.735
Carbón (2)	70.447.609	93.094.667
Transformadores (3)	43.330.302	56.681.028
Bonos de carbono CO2 (4)	40.226.437	23.573.288
Materiales no eléctricos (1)	8.964.346	6.049.392
Otros inventarios	2.629.156	3.137.279
Fuel Oil (5)	1.655.412	1.975.748
Inventario en tránsito (6)	-	19.906.311
Total, inventarios	\$ 438.197.150 \$	502.366.448

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por los siguientes valores:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Repuestos y materiales (a)	\$ 282.940.777	\$ 310.765.574
Provisión de materiales (b)	(3.032.543)	(6.767.447)
Total, otros inventarios	\$ 279.908.234	\$ 303.998.127

- (a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024. La disminución corresponde a menores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera menor consumo y compra de materiales, y menores compras para los proyectos de alumbrado público.
- (b) Al 31 de diciembre de 2024 se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2024 por \$2.990.343, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.
- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte al 31 de diciembre de 2024 y con respecto a la misma fecha de 2023, se registra un menor valor del inventario debido a la gestión de reducción de precios lograda para las compras del carbón y al alto consumo del combustible durante 2024 como consecuencia del desarrollo del Fenómeno Niño durante el primer semestre, también influyó los bajos aportes hidrológicos durante el segundo semestre, debido a que ocasionaron un alto despacho/consumo de combustibles en las centrales térmicas del Sistema Interconectado Nacional, en particular, de la Central Termozipa.
- (3) Los transformadores corresponden a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024. La disminución obedece a menores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público.
- (4) Al 31 de diciembre de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$95.050.110 y valor en libros \$40.226.437, así:

Reconocimiento bonos de Carbono		
Mes/Año de emission	Cantidad certificados emitidos	Valor Bonos
Noviembre 2020	2.691.628	\$ 18.755.788
Marzo 2021	1.396.818	19.415.770
Febrero 2022	1.167.444	16.485.062
Septiembre 2023	1.133.764	23.674.181
Diciembre 2024	1.125.980	16.719.309
Total, bonos emitidos	7.515.634	95.050.110
Total, bonos vendidos al 31 de diciembre de 2023		(54.757.513)
Total, bonos vendidos al 31 de diciembre de 2024		(66.160)
Total, Reconocimiento bonos de carbono		\$ 40.226.437

- (5) Al 31 de diciembre de 2024, el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la central de Termozipa.
- (6) El saldo a 31 de diciembre de 2023 corresponde a compra del material "2001283752-Centro de Transformación Solar" por \$19.906.311 el cuál físicamente se encuentra ubicado en instalaciones del proveedor. Enel Colombia posee el control y la titularidad del inventario. Estos materiales se catalogaron como inventario en tránsito. Al 31 de diciembre de 2024 no se tiene compras sujetas a este concepto.

10. Activos mantenidos para la venta

	<u>Al 31 de diciembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Windpeshi (1)	\$ 223.471.664	\$ 424.247.550
Propiedades, planta y equipo	261.138	261.138
	<u>\$ 223.732.802</u>	<u>\$ 424.508.688</u>

- (1) El 24 de mayo de 2023, la Junta Directiva aprobó suspender indefinidamente la ejecución del proyecto eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y adelantar, ejecutar y suscribir todos los actos y documentos necesarios para tal fin, buscando la protección de valor de la Compañía, evaluar y analizar los escenarios de venta del proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo, por lo que este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

En el marco del plan de venta desarrollado por la Compañía para el proyecto eólico Windpeshi; el día 24 de diciembre de 2024, se firmó el contrato para la venta de los activos que conforman el proyecto con Ecopetrol S.A., por 60 Millones de dólares y se registra el valor remanente como deterioro en la Compañía (ver nota 28. Pérdidas por deterioro). El proyecto permanece como activo mantenido para la venta debido a que la transacción se dará a través de la venta de acciones de la compañía Wind Autogeneración S.A.S., que fue constituida el 15 de enero de 2025 y a la cual se aportarán los activos correspondientes al proyecto. Si bien el proyecto lleva un año clasificado como mantenido para la venta, se estima que el proceso de materialización de la transacción se concluirá en los próximos meses.

75

11. Activos por impuesto sobre la renta

El activo por impuesto de renta se presenta a continuación:

	<u>Al 31 de diciembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Autorretenciones a favor 2020 (1)	\$ -	\$ 2.420.336
Autorretenciones a favor 2019 (1)	219.552	1.002.035
Menor valor de anticipo 2020 (1)	-	2.420.336
Saldo a favor por impuesto de renta (2)	145.372.416	-
Total activos por impuestos corrientes	<u>\$ 145.591.968</u>	<u>\$ 5.842.707</u>

- (1) Los otros activos por impuestos corrientes a diciembre del año 2024 corresponden al saldo a favor por pago de autorretenciones del año 2019 por \$219.552. A 31 de diciembre de 2023 corresponden al mayor valor de autorretenciones a favor de la vigencia 2020 por \$2.420.336, el ajuste al anticipo de renta descontado en el año 2021 por \$2.420.336, como consecuencia del mayor valor de autorretenciones a favor de la vigencia 2020 y el reconocimiento de \$1.002.035 por el pago de autorretenciones a favor del 2019.

(2) El saldo a favor por impuesto de renta está dado principalmente por el efecto neto en los siguientes conceptos: impuestos de renta corriente, impuesto a las ganancias ocasionales, descuentos tributarios, retenciones, autorretenciones y el pago adicional en el impuesto de renta del año gravable 2023 por concepto de anticipo del impuesto de renta correspondiente al año fiscal siguiente, año gravable 2024, el cual se hará efectiva en el año 2025.

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que la Compañía posee en subsidiarias se registran siguiendo el método de participación de acuerdo con la política definida.

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Relación	Acciones ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	\$ 1.490.155.898	\$ 1.364.429.147
Enel Panamá CAM S.R.L. (1)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.468.963.760	1.184.933.111
Enel Costa Rica CAM S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	254.800.350	223.824.533
Generadora de Occidente Ltda.	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	192.057.977	156.857.240
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	99.371.088	99.788.852
Tecnoquat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	61.831.781	55.751.304
Colombia ZE S.A.S. (3)	Servicios	Asociada	5.186.737	20,0000%	27.544.563	35.991.820
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	10.641.640	8.693.990
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (4)	Servicios Públicos	Subsidiaria	50.368	100,0000%	10.625.255	11.253.701
Enel Guatemala S.A. (5)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	9.502.786	7.700.777
Enel X Way Colombia S.A.S. (6)	Servicios	Asociada	6.014	40,0000%	6.098.551	5.514.141
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (7)	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	4.166.247	3.180.589
Crédito Facil Codensa S.A. (8)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	382.316	10.054.168
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica CAM S.A. (9)					(132.637.177)	(132.637.177)
					\$ 3.503.505.035	\$ 3.035.336.196

(*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación a 31 de diciembre de 2024 y a 31 de diciembre de 2023 no presentan cambios.

(1) Enel Panamá CAM S.R.L.: La actividad principal del Grupo consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada del Grupo es 460.70 MW Dc.

Enel Panamá CAM S.R.L. es filial de cinco (5) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, el Grupo opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 31 de diciembre de 2024.

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna, S.A.
- Enel Renovable S.R.L. (*)
- Generadora Solar Austral, S.A.
- Generadora Solar de Occidente S.A.
- Generadora Solar El Puerto, S.A.

(*) Ante el registro público de Panamá quedaron inscritas las fusiones entre las sociedades Enel Renovable, S.R.L. (entidad absorbente) y Progreso Solar 20 MW S.A. (entidad absorbida) el 24 de mayo de 2024 y la fusión entre las sociedades Jaguito Solar 10 MW, S.A. (sociedad absorbida) y Enel Renovable, S.R.L. (sociedad absorbente) el 1 de agosto de 2024.

(2) Enel Costa Rica CAM S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense,

tiene su domicilio y oficinas principales en San José. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de septiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

La Compañía tiene por objeto social el diseño, mercadeo y construcción de sistemas para conservación de energía eléctrica en todo tipo de edificios públicos o privados, producción de energía para fines comerciales, industriales y de agricultura, y todo tipo de comercio relacionado con lo anterior.

La Compañía tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- P.H. Chucás S.A.
- P.H. Don Pedro S.A.
- P.H. Rio Volcán S.A.

(3) De acuerdo con el acta N° 10 de la reunión extraordinaria Asamblea del accionista único Colombia ZE S.A.S. del 19 de julio de 2022, se realizó cesión de acciones que se tenían de Bogotá ZE S.A.S. a Colombia ZE S.A.S. por \$31.724.801.

El 2 de febrero de 2023 DigitalBridge Group Inc., adquirió a la compañía AMPCI Ebus Colombia Holding S.A.S, renombrando esta unidad de negocio como InfraBridge.

La venta de las acciones de Colombia ZE S.A.S. a InfraBridge (antes AMPCI Ebus Development) se desarrolló bajo la modalidad de Project Finance, el cual consta de dos etapas: La primera que concluyó el 3 de febrero del 2023 con el cierre de una financiación de largo plazo con los bancos IDB y BNP Paribas.

El 21 abril de 2023 se dio inicio a la segunda etapa del Project Finance, con el pago realizado por InfraBidge por valor de \$31.498.781 correspondiente a la participación del 80% de la sociedad Colombia ZE S.A.S.

(4) Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el gobierno nacional de las compañías electrificadoras.

77

(5) Enel Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La compañía es de origen guatemalteco y tiene su domicilio en la ciudad de Guatemala. El término de duración es indefinido.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública N° 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibagüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999 y tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

La compañía tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- Generadora de Occidente Limitada.
- Tecnoguat S.A.
- Generadora Montecristo S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.

(6) Enel X Way Colombia S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se considera una inversión asociada de la Compañía porque la participación es del 40,00% y tiene influencia significativa. El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. E.S.P.

(7) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita", es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; la Compañía tiene una participación del 20% de las acciones de esta sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.

(8) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) es una sociedad anónima que tiene como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 48,99% y en la que la Compañía tiene influencia significativa; al 31 de diciembre de 2024 esta compañía se encuentra en proceso de liquidación.

(9) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., por \$101.108.667, atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad y para Chucas S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad por \$31.528.510.

Teniendo en cuenta la transferencia realizada de las acciones que se tenía por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la sociedad Chucas PH S.A. a la compañía Enel Costa Rica CAM S.A., se incluye en esta cesión el deterioro de esta compañía.

Dividendos Guatemala

Renovables de Guatemala S.A. el 5 de julio de 2024 declaró y pagó dividendos por USD 20.000.000 de los cuales USD 19.999.998 a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD 2,00 a Enel Guatemala S.A.

Generadora de Occidente S.A. el 13 de noviembre de 2024 declaró dividendos por USD 8.000.000 de los cuales USD 7.920.000 fueron a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD 80.000 a Enel Guatemala S.A. El pago se realizó el 15 de noviembre de 2024.

Tecnoguat S.A. el 13 de noviembre de 2024 declaró dividendos por USD 900.000 de los cuales USD 675.000 fueron a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD 225.000 al tercero Inversiones J.B. Ltda. El pago se realizó el 15 de noviembre de 2024.

Generadora Montecristo S.A. el 13 de noviembre de 2024 declaró dividendos por USD 5.000.000 de los cuales USD 4.999.950 fueron a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD 50,00 a Enel Guatemala S.A. El pago se realizó el 15 de noviembre de 2024.

Dividendos Panamá

El 27 de septiembre de 2024, se declara dividendos por parte de Enel Panamá CAM S.R.L. por valor de USD 7.435.000, de los cuales USD 7.432.522,49 a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD 2.477,51 a Enel Américas S.A. El pago se realizó el 16 de octubre de 2024.

Información correspondiente a las subsidiarias de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

La información financiera al 31 de diciembre de 2024 de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 20.603.978 \$	9.372.822 \$	29.976.800 \$	19.351.545 \$	- \$	10.625.255 \$	29.976.800

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Impuestos sobre sociedades y diferido	Pérdida del periodo
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 123.415.510	\$ (123.608.656)	\$ (567.239)	\$ 131.937	\$ (628.448)

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Renovables de Guatemala, S.A.	\$ 224.479.043	\$ 1.277.395.062	\$ 1.501.874.105	\$ 11.578.909	\$ 137.808	\$ 1.490.157.388	\$ 1.501.874.105
Enel Panamá CAM S.R.L.	552.345.165	1.278.602.228	1.830.947.393	351.982.824	119.616.262	1.359.348.307	1.830.947.393
Enel Costa Rica CAM S.A.	28.937.319	99.016.224	127.953.543	5.485.109	305.261	122.163.173	127.953.543
Generadora de Occidente Ltda.	62.103.945	154.861.649	216.965.594	9.573.616	13.394.021	193.997.957	216.965.594
Generadora Montecristo, S.A.	221.803.943	86.312.808	308.116.751	167.426.709	41.317.662	99.372.380	308.116.751
Tecnoguat, S.A.	11.042.566	74.108.123	85.150.689	2.708.314	-	82.442.375	85.150.689
Enel Renovable S.R.L.	33.772.436	397.235.435	431.007.871	224.150.108	64.553.669	142.304.094	431.007.871
Enel Guatemala S.A.	67.233.414	23.557.613	90.791.027	70.144.542	11.142.749	9.503.736	90.791.027

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del periodo
Renovables de Guatemala, S.A.	\$ 112.154.774	\$ (100.981.939)	\$ 89.756	\$ (95.292)	\$ (8.008.881)	\$ 3.158.418
Enel Panamá CAM S.R.L.	578.772.339	(364.525.564)	(24.443.399)	-	(63.298.512)	126.504.864
Enel Costa Rica CAM S.A.	109.466.910	(74.346.910)	(14.440.465)	(446.055)	(3.575.078)	16.658.402
Generadora de Occidente Ltda.	83.353.368	(32.987.922)	(835.561)	(315.748)	(5.913.063)	43.301.074
Generadora Montecristo, S.A.	9.917.716	(7.407.229)	3.993.387	57.409	(842.417)	5.718.866
Tecnoguat, S.A.	25.709.474	(23.081.009)	3.537	14.096	(1.808.777)	837.321
Enel Renovable S.R.L.	56.446.678	(32.913.072)	(13.624.597)	-	(3.999.196)	5.909.813
Enel Guatemala S.A.	54.774	-	123.652	(10.982)	226.175	393.619

79

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 para el estado de situación financiera y para el estado de resultado de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 18.368.731	\$ 7.549.663	\$ 25.918.394	\$ 14.655.585	\$ 9.108	\$ 11.253.701	\$ 25.918.394

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado de otras inversiones	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (pérdida) del periodo
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 57.634.566	\$ (73.857.214)	\$ (668.404)	\$ 218.196	\$ 5.717.997	(10.954.859)
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.039.924	(280.788)	14.399	-	(192.821)	580.714

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Renovables de Guatemala, S.A.	\$ 208.845.785	\$ 1.169.908.831	\$ 1.378.754.616	\$ 14.324.105	\$ -	\$ 1.364.430.511	1.378.754.616
Enel Panamá CAM S.R.L.	446.419.519	1.059.104.051	1.505.523.570	297.767.983	117.849.864	1.089.905.723	1.505.523.570
Enel Costa Rica CAM S.A.	19.691.506	74.451.879	94.143.385	2.705.249	250.780	91.187.356	94.143.385
Generadora de Occidente Ltda.	43.508.679	134.149.641	177.658.320	7.534.662	11.682.001	158.441.657	177.658.320
Generadora Montecristo, S.A.	237.791.534	76.880.216	314.671.750	179.149.702	35.731.899	99.790.149	314.671.750
PH Chucás S.A. (*)	15.821.511	338.047.972	353.869.483	382.862.754	107.017.399	(136.010.670)	353.869.483
Tecnoguat, S.A.	14.948.199	63.114.860	78.063.059	3.727.987	-	74.335.072	78.063.059
Enel Renovable S.R.L.	16.316.320	235.956.031	252.272.351	173.484.291	8.780.755	70.007.305	252.272.351
Enel Guatemala S.A.	49.077.261	21.418.353	70.495.614	51.983.153	10.810.914	7.701.547	70.495.614

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (pérdida) del periodo
Renovables de Guatemala, S.A.	\$ 154.181.165	\$ (130.480.856)	\$ 512.656	\$ (321.210)	\$ (11.079.879)	12.811.876
Enel Panamá CAM S.R.L.	594.834.631	(463.398.829)	(31.130.470)	-	(44.717.078)	55.588.254
Enel Costa Rica CAM S.A.	72.492.257	(94.472.778)	(174.488.936)	8.450	1.794.273	(194.666.734)
Generadora de Occidente Ltda.	77.412.699	(37.338.176)	(973.777)	(23.590)	(5.434.692)	33.642.464
Generadora Montecristo, S.A.	14.825.792	(9.840.906)	3.811.654	-	(1.135.647)	7.660.893
Tecnoguat, S.A.	18.310.477	(14.365.917)	4.747	3.960	(1.168.095)	2.785.172
Enel Renovable S.R.L.	58.473.125	(32.146.551)	(15.037.168)	-	(3.892.132)	7.397.274
Enel Guatemala S.A.	234.803.158	(228.286.167)	(584.530)	(235)	(1.960.386)	3.971.840
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	2.666.730	(992.752)	13.493	-	(189.152)	1.498.319
PH Chucás S.A. (*)	62.462.401	(85.459.617)	(290.216.149)	-	-	(313.213.365)
Generadora Solar Tole, S.R.L.	-	(1.414)	-	-	-	(1.414)

(*) En el mes de junio de 2023, se realiza transferencia de las acciones que se tenía por parte de la Compañía en la sociedad PH Chucas S.A., a Enel Costa Rica CAM S.A.; de esta manera se deja de tener participación directa en la sociedad PH Chucas S.A.

Información correspondiente a las asociadas de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

La información financiera al 31 de diciembre de 2024 de las asociadas es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/Pérdida del período
Colombia ZE S.A.S.	\$ 138.139.444	\$ 416.627	\$ 137.722.817	\$ 138.139.444	\$ (40.177.050)
Enel X Way Colombia S.A.S.	15.379.011	132.634	15.246.377	15.379.011	1.325.106
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	34.452.625	13.621.390	20.831.235	34.452.625	4.928.290
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	785.631	5.296	780.335	785.631	(504.465)

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 para el estado de situación financiera y para el estado de resultado de las asociadas es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del período
Colombia ZE S.A.S.	\$ 180.209.041	\$ 249.941	\$ 179.959.100	\$ 180.209.041	\$ (7.771.322)
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	48.072	13.785.352	13.833.424	26.276
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.562.897	6.659.954	15.902.943	22.562.897	3.402.943
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.545.153	23.846	20.521.307	20.545.153	(9.247.388)

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de Diciembre de 2023
Activos Intangibles		
Derechos y servidumbres (1)	\$ 98.125.901	\$ 90.083.310
Costos de desarrollo	24.863.329	27.568.973
Licencias	1.306.363	2.598.794
Programas informáticos (2)	285.941.051	332.526.841
Construcciones y avances de obras (3)	223.156.868	334.272.114
Activos intangibles, neto	633.393.512	787.050.032
<i>Costo</i>		
Derechos y Servidumbres (1)	176.305.480	163.303.223
Costos de desarrollo	60.442.949	62.528.219
Licencias	90.005.931	89.375.103
Programas Informáticos (2)	969.925.348	849.662.062
Construcciones y avances de obras (3)	223.156.868	334.272.114
Otros recursos intangibles	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, Bruto	1.523.705.990	1.503.010.135
<i>Amortización</i>		
Derechos y Servidumbres (1)	(78.179.579)	(73.219.913)
Costos de desarrollo	(35.579.620)	(34.959.246)
Licencias	(88.699.568)	(86.776.309)
Programas Informáticos (2)	(683.984.297)	(517.135.221)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (890.312.478)	\$ (715.960.103)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(1) Dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años; las servidumbres corresponden a los proyectos renovables (Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso extensión), Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT.

Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica de proyecto El Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

(2) La disminución corresponde a la amortización por \$(166.849.074) y traspasos por \$120.263.284; asociado a la reducción de actividades de los sistemas de servicios centralizados para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades relacionadas al software de los siguientes proyectos: plataformas y aplicativos de apoyo de ICT (CRM, sales, GBS, Enel Flex) \$(15.305.014), proyectos relacionados ICT Colombia \$(18.150.447); proyectos de infraestructura global \$(9.915.276), proyectos relacionados a ERP SAP \$(3.180.897) licencias y otros programas de ICT \$(34.156).

(3) Las construcciones y avances de obras están compuestos por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	\$ 88.189.495	\$ 92.226.429
Bd- solar-Atlántico PV	25.518.427	19.640.861
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	19.754.873	13.332.087
Bd -Valledupar-Chemesky-windpeshi	18.373.250	13.915.312
Smart Meter y Smart Tracking	8.006.841	15.148.809
Bd-Chinú-Sahagun	7.709.086	34.032.123
Proyecto Billing Faro	7.552.192	19.839.064
Cybersecurity	6.590.550	5.322.080
Nuevos desarrollos Digital Hub	6.182.741	30.090.392
Salesforce	6.150.487	5.494.897
Maintenance remote control	5.304.988	965.473
Plan Data	5.209.844	9.871.506
Desarrollo de nuevas soluciones	4.258.343	934.162
Bd - solar - Guayepo	4.240.151	20.220.111
Liquidadores CFC, project y NewCo	3.629.199	6.530.196
CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	2.818.530	166.212
Arora-Complex project advanced mon.	2.335.805	4.203.451
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	496.222	4.299.032
Bd - wind Tumawind	438.551	483.553
Proyectos market GDS	397.293	11.780.731
Foundation layer -GR&3DM	-	6.929.030
Resource allocation optimization	-	4.093.499
Bd- solar- El Paso Extensión	-	4.090.591
Network analysis tool	-	3.542.093
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables	-	3.389.407
Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución)	-	2.567.710
Global Fonto office	-	1.033.100
BD - solar - Fundación y La Loma	-	130.203
Total Construcciones en Curso	\$ 223.156.868	\$ 334.272.114

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La composición y movimientos del rubro activos intangibles se detalla a continuación:

	Costos de Desarrollo	Derechos y Servidumbres	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Activos Intangibles
Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2022	\$ 37.254.821	\$ 94.720.232	\$ 5.961.305	\$ 300.554.189	\$ 352.264.644	\$ 790.755.191
Movimientos en activos intangibles 2023						
Adiciones	-	-	-	-	141.858.476	141.858.476
Trasposos	772.809	(13.887)	677.762	158.393.196	(159.829.880)	-
Amortización	(561.842)	(4.623.035)	(4.040.273)	(126.420.544)	-	(135.645.694)
Retiros	(9.896.815)	-	-	-	(21.126)	(9.917.941)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(9.685.848)	(4.636.922)	(3.362.511)	31.972.652	(17.992.530)	(3.705.159)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2023	\$ 27.568.973	\$ 90.083.310	\$ 2.598.794	\$ 332.526.841	\$ 334.272.114	\$ 787.050.032
Movimientos en activos intangibles 2024						
Adiciones (*)	-	12.785.028	-	-	73.626.111	86.411.139
Trasposos (**)	8.004.550	-	630.827	120.263.284	(128.898.661)	-
Amortización	(620.375)	(4.742.437)	(1.923.258)	(166.849.074)	-	(174.135.144)
Otros decrementos (***)	(10.089.819)	-	-	-	(55.842.696)	(65.932.515)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(2.705.644)	8.042.591	(1.292.431)	(46.585.790)	(111.115.246)	(153.656.520)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2024	\$ 24.863.329	\$ 98.125.901	\$ 1.306.363	\$ 285.941.051	\$ 223.156.868	\$ 633.393.512

(*) Al 31 de diciembre de 2024 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Proyectos COM y evolutivos de negocio	\$ 15.012.212
Asistencias E-home	9.429.273
Licencias y desarrollos Salesforce	9.158.287
Otros proyectos Renovables	9.749.679
Proyectos Derms, enelflex, Market	8.871.703
Dominios Plataforma GBS	8.471.089
Poyecto Local System Colombia	7.500.035
ICT Mandatory	6.509.861
Otros desarrollos y evolutivos menores	5.970.389
Otros Proyectos de ICT	5.738.611
Total	\$ 86.411.139

(**) Trasposos por software asociados con los proyectos:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2024
Proyecto Billing Faro	\$ 20.074.051
Programas de Mantenimientos y permisos	18.347.962
Programas de Mantenimientos	14.216.617
Proyecto E-Home	10.640.461
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	10.037.310
Proyectos son Guayepo I y II y la Loma.	8.004.550
Actualizaciones de programas	7.971.572
Proyecto Cybersecurity	7.773.078
Proyecto Saman	6.099.330
Programas Salesforce-Mulesoft	5.046.659
Proyecto Enel Flex	3.704.479
Proyectos Liquidadores	3.629.199
Evolutivos técnicos y de negocio	3.284.657
Proyecto COM	2.792.319
Proyecto xCustomer B2B/G	2.109.950
Proyecto Local system Colombia	1.881.263
Proyecto SAP ISU GO-live	1.637.790
Proyectos Management (ambientes de desarrollo)	1.016.587
Licencias	630.827
Total	\$ 128.898.661

(***) Al 31 de diciembre de 2024 se registraron otros decrementos correspondientes a los siguientes proyectos:

Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	
Proyecto Atlántico	\$	(45.136.239)
Proyecto Sahagún y Chinú		(12.220.136)
Proyecto Guayepo		(8.576.140)
Total	\$	(65.932.515)

El decremento de los proyectos \$(65.932.515) obedece principalmente a los gastos incurridos en la fase de desarrollo por parte de BD (Business Development) que se encuentran en el activo intangible, los cuales fueron trasladados al proyecto E&C (engineering and construction) en el rubro de propiedad planta y equipo y la baja del proyecto Sahagún por abandono.

Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2024, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2024 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos.

Concepto	Promedio de años de vida útil Estimada	
	2024	2023
Derechos y servidumbre	30	30
Costos de desarrollo	7	6
Licencias	4	3
Programas Informáticos	3	3

14. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Plantas y equipos	\$ 16.293.448.077	\$ 14.221.773.822
Plantas de generación hidroeléctrica	7.073.086.880	6.687.448.856
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución Renovables	6.704.842.945	6.173.638.662
Plantas de generación termoeléctrica	1.909.267.783	744.904.032
Plantas de generación termoeléctrica	606.250.469	615.782.272
Construcción en curso (1) (*)	2.093.625.982	2.629.913.172
Edificios	1.206.218.238	931.837.574
Terrenos	498.575.693	482.222.477
Arrendamientos financieros	242.771.279	223.105.663
Activos por uso NIIF 16	242.771.279	223.105.663
Terrenos	130.237.070	120.173.194
Edificios	91.283.459	93.165.498
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	21.250.750	9.766.971
Instalaciones fijas y otras	61.715.837	60.840.961
Otras instalaciones	55.983.403	53.997.550
Instalaciones fijas y accesorios	5.732.434	6.843.411
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 20.396.355.106	\$ 18.549.693.669
Costo		
Plantas y equipos	26.975.041.669	24.285.315.178
Plantas de generación hidroeléctrica	10.884.899.152	10.337.931.127
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución Renovables	12.962.661.164	12.066.229.731
Plantas de generación termoeléctrica	2.007.863.977	796.363.997
Plantas de generación termoeléctrica	1.119.617.376	1.084.790.323

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Construcción en curso	2.093.625.982	2.629.913.172
Edificios	1.368.295.973	1.070.633.018
Terrenos	498.575.693	482.222.477
Arrendamientos financieros	328.674.220	290.157.561
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	327.834.618	289.317.959
Terrenos	153.263.514	139.443.530
Edificios	102.998.076	101.582.000
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	71.573.028	48.292.429
Instalaciones fijas accesorios y otras	284.401.527	272.184.438
Otras instalaciones	255.384.916	243.463.592
Instalaciones fijas y accesorios	29.016.611	28.720.846
Propiedades, plantas y equipos, bruto	31.548.615.064	29.030.425.844
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		
Plantas y equipos (**)	(10.681.593.592)	(10.063.541.356)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.811.812.272)	(3.650.482.271)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.257.818.219)	(5.892.591.069)
Renovables	(98.596.194)	(51.459.965)
Plantas de generación termoeléctrica	(513.366.907)	(469.008.051)
Edificios	(162.077.735)	(138.795.444)
Arrendamientos financieros	(85.902.941)	(67.051.898)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(85.063.339)	(66.212.296)
Terrenos	(23.026.444)	(19.270.336)
Edificios	(11.714.617)	(8.416.502)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(50.322.278)	(38.525.458)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(222.685.690)	(211.343.477)
Otras instalaciones	(199.401.513)	(189.466.042)
Instalaciones fijas y accesorios	(23.284.177)	(21.877.435)
Depreciación y deterioro acumulado	\$ (11.152.259.958) \$	(10.480.732.175)

(*) Corresponde a las actividades de construcción y mano de obra como parte del desarrollo de los proyectos que se encuentran en curso.

(**) La depreciación de los terrenos inundados se contempla dentro de la depreciación de plantas y equipos.

(1) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuados por la Compañía al 31 de diciembre de 2024:

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Expansión y mantenimiento de redes en media y baja tensión, rural y urbana. \$	772.927.306 \$	746.548.892
Ampliación y modernización subestaciones de media y alta tensión.	369.719.242	129.907.326
Solar Guayepo.	355.774.633	1.202.273.944
Solar Atlántico (*).	156.095.259	-
CH-Guavio.	91.139.839	50.255.847
Proyecto fotovoltaico Cosenit.	75.608.705	50.600.643
Mantenimiento y ampliación de redes de Alumbrado público.	71.180.708	19.240.199
Adecuaciones sedes comerciales y administrativas.	43.893.495	51.921.164
Solar La Loma.	33.284.325	39.559.999
Solar Fundación.	31.895.347	28.257.152
CH-Muña.	23.455.507	23.458.455
CH-Quimbo.	23.214.967	39.308.121
Reposición de infraestructura en redes de media tensión rural y urbano.	16.393.080	11.654.688
CC-Termozipa.	11.600.621	3.305.978
CH-Pagua (Guaca –Paraiso).	7.965.805	16.659.516
CH-Betania.	2.734.260	941.170
CH-Centrales menores Rio Bogotá.	2.686.840	1.224.429
El Paso.	1.694.847	47.371.575
Torres de medición.	1.222.774	1.662.497
Otras inversiones.	1.138.422	3.041.338
Normalización líneas de alta tensión.	-	110.409.171
Compra bodega archivo central T Patio	-	41.561.542
Proyecto seguridad en subestaciones y otras inversiones menores.	-	9.855.926
Alumbrado público rural.	-	769.335
CH-Tequendama.	-	124.265
Total Construcciones en Curso	\$ 2.093.625.982 \$	2.629.913.172

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(*) Corresponde a capitalizaciones del activo en curso por valor por \$87.150.580 más anticipos por valor de \$68.944.679 para el proyecto de energías renovables Solar Atlántico.

La composición y movimientos del rubro propiedad, planta y equipo es:

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica, termoelectrónica y renovables	Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución	Instalaciones Fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	\$ 3.531.082.403	\$ 424.059.853	\$ 411.709.705	\$ 7.603.044.006	\$ 5.515.002.570	\$ 55.632.259	\$ 226.251.492	\$ 17.766.782.288
Adiciones	2.610.871.822	-	-	-	687.630	-	29.947.329	2.641.506.781
Trasposos	(2.376.375.631)	63.496.375	541.626.966	684.738.642	1.062.569.622	23.944.026	-	-
Retiros	-	(860.050)	(2.803)	(276.367)	(9.077.269)	(19.225)	(9.567.651)	(19.803.365)
Gasto por depreciación	-	-	(18.322.278)	(234.616.798)	(395.543.891)	(18.986.985)	(23.525.507)	(690.995.459)
Otros incrementos (decrementos)	16.324.710	-	-	(136.625.975)	-	563.871	-	(119.737.394)
Movimientos de activos mantenidos para la venta Windpeshi	(405.210.273)	-	-	-	-	-	-	(405.210.273)
Movimientos Central Cartagena (Deterioro) Recuperación de propiedad planta y equipo	-	(4.473.701)	(3.174.016)	(10.493.876)	-	(292.985)	-	(18.434.578)
	(746.779.859)	-	-	142.365.528	-	-	-	(604.414.331)
Total movimientos	(901.169.231)	58.162.624	520.127.869	445.091.154	658.636.092	5.208.702	(3.145.829)	782.911.381
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 2.629.913.172	\$ 482.222.477	\$ 931.837.574	\$ 8.048.135.160	\$ 6.173.638.662	\$ 60.840.961	\$ 223.105.663	\$ 18.549.693.669
Adiciones (a)	2.064.242.508	-	4.884.724	-	3.434.866	-	6.682.960	2.079.245.058
Trasposos(b)	(2.631.267.006)	24.333.332	292.904.157	1.325.093.398	967.188.275	21.747.844	-	-
Retiros (c)	-	(29.188)	(75.760)	(670.655)	(12.090.585)	(437.187)	(128.182)	(13.431.557)
Gasto por depreciación	-	-	(23.332.457)	(256.609.566)	(427.328.273)	(20.409.090)	(24.993.376)	(752.672.762)
Otros incrementos (decrementos)(d)	30.737.308	(7.950.928)	-	472.656.795	-	(26.691)	38.104.214	533.520.698
Total movimientos	(536.287.190)	16.353.216	274.380.664	1.540.469.972	531.204.283	874.876	19.665.616	1.846.661.437
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 2.093.625.982	\$ 498.575.693	\$ 1.206.218.238	\$ 9.588.605.132	\$ 6.704.842.945	\$ 61.715.837	\$ 242.771.279	\$ 20.396.355.106

86

- a) Al 31 de diciembre de 2024, las adiciones en propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos de energía renovable; mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública; a continuación, el detalle:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2024
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	\$ 817.284.294
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	473.096.415
Subestaciones y centros de transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	380.239.580
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	109.414.529
CH-Guavio	Recuperación sistemas de iluminación y ventilación, topografía; recuperación ductos, sistema de turbinas, instrumentación presa, recuperación estructuras central, recuperación transformadores y sistemas de refrigeración.	89.575.096
CC-Termostiza	Adquisición de equipos electromecánicos, servicios de ingeniería y obras; pavimentación vías.	45.855.048
CH-Quimbo -Betania	Recuperación de estructuras civiles e instalaciones; fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, obras asociadas a vía perimetral, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	38.735.147
Solar Fundación, la Loma y El Paso	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	28.160.752
Sedes administrativas y comerciales	Obras civiles, mobiliarios, equipos de cómputo y comunicación sedes comerciales y administrativas.	23.388.279
CH- Paraiso	Modernización sistemas biofiltro, recuperación transformadores, turbina y perfil hidráulico, sistemas de automatización y telecontrol.	23.017.885
CH-Centrales menores	Modernización equipos de Patio, estructura de descarga Bocatoma y sistema de turbina centrales, sistemas auxiliares, cargadores de baterías y sistemas de refrigeración.	18.483.727
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina.	15.843.349
CH- Dario Valencia	Automatización y telecontrol; recuperación y recubrimiento tubería; reacondicionamiento de rodets y suministro de repuestos unidades.	9.467.997
Arrendamientos financieros	Contratos nuevos principalmente de terrenos y vehículos.	6.682.960
Total Adiciones		\$ 2.079.245.058

- b) Al 31 de diciembre 2024, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
Solar Guayepo	\$ 1.344.795.679
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública.	573.434.570
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	385.517.969
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación.	97.543.915
Solar El Paso, Fundación y la Loma.	60.622.390
CH-Guavio	48.023.410
CH-Guaca y Paraiso	45.224.794
CC-Termozipa	38.011.917
CH-Quimbo y Betania	19.775.907
CH-Centrales menores (Río Bogotá)	18.316.455
Total Activación	\$ 2.631.267.006

- c) Al 31 de diciembre de 2024 se realizaron bajas por \$13.431.557 correspondientes principalmente a inventario cíclico en subestaciones y transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$12.090.585.
- d) Al 31 de diciembre de 2024 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la actualización de VPN de provisiones de desmantelamiento y ambientales de acuerdo con la CINIIF 1 por \$452.009.259, principalmente por la dotación de actividades recurrentes y no recurrentes de Quimbo por \$417.608.879, constitución de la provisión ambiental de Guayepo I y II por \$54.474.918 y provisión CAR por \$(26.402.460).

Adicionalmente otros incrementos por traslados entre activos por \$44.838.751, principalmente por cambio de estatus de proceso de investigación a construcción; y arrendamientos financieros por \$38.104.214, principalmente por renovación de contratos de vehículos por \$23.558.617 y por actualización de contratos por IPC por \$11.876.619.

Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía presenta propiedad, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Río Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 31 de diciembre de 2024 y de conformidad con lo establecido en la política contable de la Compañía, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios. Adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

Las vidas útiles en promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil de años estimada	
	2024	2023
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	55
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	27
Torres de medición eólica	2	3

Promedio de años de vida útil de años estimada		
Clases de propiedad, planta y equipo	2024	2023
Estaciones solares (*)	22	7
Páneles y Miscelaneos	27	26
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	34	34
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	20	21
Edificios	45	46
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9
Activos para uso NIIF 16		
<i>Edificios</i>	35	35
<i>Terrenos</i>	27	27
<i>Vehículos</i>	1	1

(*) La línea de generación y renovables, para propiedad planta y equipo se incrementa con respecto a diciembre 2023 dado que el mes de septiembre de 2024 comenzó a depreciar la estación solar de Guayepo 1 que tiene 30 años de vida útil.

Arrendamiento financiero

Corresponde a los arrendamientos de terrenos por \$130.237.070, edificios por \$91.283.459 e instalaciones fijas y otros por \$21.250.750.

- Terrenos:

Corresponde principalmente a los terrenos en los que se están desarrollando los proyectos de la línea de renovables y a los patios de recarga de Transmilenio S.A.; los principales terceros son C.I. Alliance S.A. con un 16,13%, Terrapuerto S.A.S. con un 12,33%, Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. con un 9,77%, Luz Charris y Herederos S.A.S con un 8,95%; contratos que se terminarán de amortizar en un período máximo de 357 cuotas.

- Edificios:

Corresponde principalmente a las oficinas del Edificio Corporativo Q93 con el tercero Bancolombia S.A. con un 27%; estos contratos se terminarán de amortizar en un período máximo de 99 cuotas.

- Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte):

Corresponden principalmente a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A.S., ADL Automotive S.A., Busexpress S.A.S. y Compañía Naviera Guavio; son vehículos destinados para apoyar la operación de la Compañía y vehículos manageriales.

Los plazos de los contratos en promedio oscilan entre 16 y 99 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

Respecto a la flota de vehículos está contratada principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A. en un 72,32%, ALD Automotive S.A. en un 11,28% y Busexpres S.A. en un 8,82%, los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 42 cuotas.

Los activos por derechos de uso se midieron en el reconocimiento inicial por un monto igual al pasivo por arrendamiento, que corresponde al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de adopción descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio del arrendamiento.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

Pagos mínimos por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	Al 31 de diciembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 39.413.907	\$ 6.154.540	\$ 33.259.367	\$ 27.469.324	\$ 5.712.745	\$ 21.756.579
Posterior a un año pero menor de cinco años	80.537.683	18.816.063	61.721.620	66.013.341	20.898.867	45.114.474
Posterior a cinco años menor de diez años	157.339.469	6.872.643	150.466.826	158.239.892	3.898.409	154.341.483
Total	\$ 277.291.059	\$ 31.843.246	\$ 245.447.813	\$ 251.722.557	\$ 30.510.021	\$ 221.212.536

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2024:

	Edificios		Terrenos		Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)		Total
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	\$ 93.165.498	\$ 120.173.194	\$ 9.766.971	\$ 223.105.663			
Adiciones (1)	61.883	5.735.501	885.576	6.682.960			
Retiros	(40.520)	-	(87.662)	(128.182)			
Gasto por depreciación	(6.870.891)	(4.076.106)	(14.046.379)	(24.993.376)			
Otros incrementos (2)	4.967.489	8.404.481	24.732.244	38.104.214			
Total movimientos año 2024	(1.882.039)	10.063.876	11.483.779	19.665.616			
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 91.283.459	\$ 130.237.070	\$ 21.250.750	\$ 242.771.279			

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2023:

	Edificios		Terrenos		Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)		Total
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	\$ 103.377.417	\$ 104.091.278	\$ 18.782.797	\$ 226.251.492			
Adiciones	2.225.192	21.619.729	6.102.408	29.947.329			
Retiros	(9.046.662)	-	(520.989)	(9.567.651)			
Gasto por depreciación	(3.390.449)	(5.537.813)	(14.597.245)	(23.525.507)			
Total movimientos año 2023	(10.211.919)	16.081.916	(9.015.826)	(3.145.829)			
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 93.165.498	\$ 120.173.194	\$ 9.766.971	\$ 223.105.663			

(1) Corresponde a contratos nuevos de terrenos con Proaxa S.A.S. por \$3.245.855 y Concretos El Rubí S.A.S. por \$2.489.646, vehículos con Transportes Especiales Aliados S.A. por \$885.576 y edificios con Ligia Marina Ramírez Torres por \$61.883.

(2) Corresponde principalmente a la renovación de contratos de vehículos con Transportes Especiales Aliados S.A. por \$23.558.617 y la actualización de contratos de terrenos por IPC con los terceros Maria Cecilia Botero por \$6.232.588, Concretos El Rubí S.A.S por \$1.476.636; y de contratos de edificios con la Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. por \$3.212.049.

Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes de la Compañía:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 211,4 millones en exceso de USD 250 millones) (*).	USD 211.400	1/11/2025	Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$ 250 millones en exceso de USD \$ 20 millones) (*).	USD 250.000	1/11/2025	Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.
	Responsabilidad civil extracontractual.	USD 20.000	1/11/2025	Axa Colpatría Seguros S.A.
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Responsabilidad civil ambiental.	\$ 95.819.472	1/11/2025	SBS Seguros Colombia S.A.
	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAAC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.085.650	1/11/2025	Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual.	\$ 3.000.000 por vehículo	3/2/2025	Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías.	\$ 5.000.000 por despacho	31/7/2025	HDI Seguros S.A.

Los contratos de las pólizas de la Compañía son firmados en dólares y pesos.

(*) Cifras de la vigencia 2023 a 2024. Póliza que al 31 de diciembre de 2024 está en expedición de renovación.

15. Otros pasivos financieros

90

	Al 31 de diciembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 1.102.346.174	\$ 129.798.443	\$ 6.863.020.482	\$ 1.220.069.502	\$ 133.753.514	\$ 5.281.476.666
Bonos emitidos (2)	756.339.530	16.466.877	972.363.932	691.910.405	29.929.579	1.728.631.355
Obligaciones por leasing (3)	22.602.445	6.152.496	212.184.731	16.042.420	5.712.746	199.455.731
Instrumentos derivados (4)	2.832.573	-	-	76.927.698	-	1.256.036
	\$ 1.884.120.722	\$ 152.417.816	\$ 8.047.569.145	\$ 2.004.950.025	\$ 169.395.839	\$ 7.210.819.788

(1) El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente						Total no corriente	
						1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		
Banco de Occidente S.A.	10,19%	18/6/2025	\$ 955.208	\$ 250.000.000	\$ 250.955.208	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
Banco de Occidente S.A.	11,03%	15/11/2025	2.076.526	150.000.000	152.076.526	-	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	9,95%	14/3/2025	150.640.000	-	150.640.000	-	-	-	-	-	-	-
Mufg Bank Ltd.	13,67%	12/4/2028	19.394.669	113.937.500	133.332.169	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	-	-	569.687.500
Itaú Colombia S.A.	11,34%	16/8/2025	1.522.585	109.000.000	110.522.585	-	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,16%	15/8/2025	998.505	71.000.000	71.998.505	-	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,30%	15/7/2026	5.833.833	60.000.000	65.833.833	60.000.000	-	-	-	-	-	60.000.000
Bancolombia S.A.	10,31%	28/4/2029	4.500.347	50.000.000	54.500.347	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	-	200.000.000
Itaú Colombia S.A.	10,58%	18/6/2025	198.042	50.000.000	50.198.042	-	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	10,86%	14/1/2025	35.052.200	-	35.052.200	-	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	12,44%	19/2/2031	1.702.856	33.333.333	35.036.189	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	100.000.000	-	366.666.668
International Finance	13,00%	15/10/2031	34.830.710	-	34.830.710	-	-	60.557.850	60.557.850	1.075.923.728	-	1.197.039.428
Bancolombia S.A.	11,02%	15/7/2026	691.275	15.000.000	15.691.275	15.000.000	-	-	-	-	-	15.000.000
Bancolombia S.A.	11,73%	5/4/2028	13.259.840	-	13.259.840	-	-	480.000.000	-	-	-	480.000.000

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente						Total no corriente
						1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco de Bogotá S.A.	12,44%	19/2/2031	425.714	8.333.333	8.759.047	16.666.667	16.666.667	16.666.667	16.666.665	25.000.000	91.666.666
Bancolombia S.A.	11,05%	28/7/2028	7.918.029	-	7.918.029	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	6.323.563	-	6.323.563	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
Banco Davivienda S.A.	10,91%	13/3/2029	1.366.639	3.750.000	5.116.639	5.000.000	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	16.250.000
Scotiabank Colpatría S.A.	10,05%	14/5/2026	4.992.044	-	4.992.044	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	4.968.514	-	4.968.514	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	12,10%	30/11/2029	3.708.160	-	3.708.160	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,75%	5/4/2026	885.826	2.556.496	3.442.322	1.136.220	-	-	-	-	1.136.220
Bancolombia S.A.	9,38%	30/11/2026	2.168.516	-	2.168.516	260.000.000	-	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,42%	19/10/2027	2.070.972	-	2.070.972	-	100.000.000	-	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	215.000.000	-	-	-	-	215.000.000
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.667.494	-	1.667.494	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.310.175	-	1.310.175	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	10,14%	30/11/2027	1.303.733	-	1.303.733	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	11,23%	21/12/2027	988.625	-	988.625	-	300.000.000	-	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	10,84%	30/11/2028	824.971	-	824.971	-	-	89.000.000	-	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	9,98%	23/12/2027	481.250	-	481.250	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,24%	15/8/2034	95.111	-	95.111	833.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	11.666.667	20.000.000
Bancolombia S.A.	11,39%	26/2/2031	63.222	-	63.222	5.833.333	7.000.000	7.000.000	7.000.000	8.166.667	35.000.000
Total Créditos			\$ 315.233.955	\$ 916.910.662	\$ 1.232.144.617	\$ 1.324.011.220	\$ 1.125.708.334	\$ 1.302.328.684	\$ 564.641.182	\$ 2.546.331.062	\$ 6.863.020.482

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente						Total no corriente
						1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco de Bogotá S.A.	15,81%	10/02/2024	\$ 408.636.624	\$ -	\$ 408.636.624	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
Banco de Occidente S.A.	15,35%	28/08/2024	4.266.193	320.000.000	324.266.193	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	17,53%	13/09/2024	2.321.246	279.440.000	281.761.246	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	16,21%	28/08/2024	1.052.425	75.000.000	76.052.425	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,72%	14/01/2025	39.640.858	33.333.333	72.974.191	33.333.333	-	-	-	-	33.333.333
Bancolombia S.A.	13,13%	15/07/2026	10.819.650	60.000.000	70.819.650	60.000.000	60.000.000	-	-	-	120.000.000
Mufg bank	17,05%	12/04/2028	24.795.977	-	24.795.977	113.937.500	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	15,18%	05/04/2028	16.881.920	-	16.881.920	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
International Finance Corporativo	16,17%	15/10/2031	16.710.754	-	16.710.754	-	-	-	60.557.850	1.134.415.602	1.194.973.452
Bancolombia S.A.	14,54%	15/07/2026	1.346.670	15.000.000	16.346.670	15.000.000	15.000.000	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,69%	28/07/2028	10.348.352	-	10.348.352	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	13,66%	14/05/2026	6.702.071	-	6.702.071	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,92%	28/04/2029	5.978.646	-	5.978.646	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	250.000.000
Bancolombia S.A.	16,04%	30/11/2029	4.848.960	-	4.848.960	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	14,43%	05/04/2026	930.011	2.556.496	3.486.507	3.408.661	1.136.220	-	-	-	4.544.881
Bancolombia S.A.	13,21%	30/11/2026	2.957.760	-	2.957.760	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,98%	19/10/2027	2.734.300	-	2.734.300	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	02/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	13,78%	30/11/2027	1.749.733	-	1.749.733	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	16,89%	21/12/2027	1.458.875	-	1.458.875	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	14,50%	30/11/2028	1.089.597	-	1.089.597	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	13,63%	23/12/2027	649.000	-	649.000	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	06/01/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	08/02/2024	175.428	-	175.428	-	-	-	-	-	-
Total Créditos			\$ 568.493.187	\$ 785.329.829	\$ 1.353.823.016	\$ 275.679.494	\$ 1.229.011.220	\$ 1.438.875.000	\$ 793.495.350	\$ 1.544.415.602	\$ 5.281.476.666

Durante el 2024 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
European Investment Bank	27 de noviembre de 2024	28 de noviembre de 2033	9	\$ 1.060.459.200	IBRO/N + 1,79% SV
Banco de Bogotá S.A.	19 de febrero 2024	19 de febrero 2031	7	400.000.000	IBR + 2,96% MV
Bancolombia S.A.	21 de marzo 2024	21 de diciembre 2027	3	300.000.000	IBR3M + 2,1%
European Investment Bank	27 de noviembre de 2024	28 de noviembre de 2033	9	265.114.800	IBRO/N + 2,39% SV
Banco de Occidente S.A.	18 de junio de 2024	18 junio de 2025	1	250.000.000	IBR3M + 1.15%
Banco de Bogotá S.A.	16 de septiembre 2024	14 de marzo de 2025	1	150.000.000	IBR3M + 0,9%
Banco de Occidente S.A.	15 de noviembre 2024	15 de noviembre de 2025	1	150.000.000	IBR3M + 1,43%
Itaú Colombia S.A.	16 de agosto 2024	16 de agosto de 2025	1	109.000.000	IBR3M + 1,99%
Banco de Bogotá S.A.	19 de febrero 2024	19 de febrero 2031	7	100.000.000	IBR + 2,96% MV
Banco de Bogotá S.A.	15 de agosto 2024	15 de agosto de 2025	1	71.000.000	IBR3M + 1,83%
Banco Itaú S.A.	18 de junio de 2024	18 junio de 2025	1	50.000.000	IBR3M + 1,51%
Bancolombia S.A.	26 de febrero de 2024	26 de febrero 2031	7	35.000.000	IBR 1M + 1.85% NAMV
Davivienda S.A.	13 de marzo de 2024	13 de marzo 2029	5	25.000.000	IBR 1M + 1.50% NAMV
Banco de Bogotá S.A.	15 de agosto 2024	15 de agosto de 2034	10	20.000.000	IBR + 1,8% MV
Total				\$ 2.985.574.000	

Y se pagaron entre otros las siguientes obligaciones financieras:

- Banco de Bogotá con vencimiento 10 de febrero 2024 por \$(400.000.000)
- Banco BBVA Colombia S.A. con vencimiento 14 julio 2024 por \$(66.666.666).
- Bancolombia S.A. con vencimiento 15 julio 2024 por \$(15.000.000) y \$(60.000.000).
- Banco de Occidente S.A con vencimiento 29 agosto 2024 por \$(70.000.000).
- Bancolombia S.A. con vencimiento 28 agosto 2024 por \$(75.000.000).
- Mufg Bank con vencimiento 13 septiembre 2024 por \$(279.440.000).

92

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía dispone de \$2.800.899.591 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerir su uso, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso. Para esta misma fecha la Compañía no tiene ningún Covenant activo.

(2) La disminución de bonos a diciembre de 2024 corresponde a:

Generación: pago del Bono B15-09 por (\$55.500.000) e intereses por (\$2.005.049), y Bono B10-14 por (\$186.430.000) e intereses por (\$4.688.581), intereses otros bonos (\$70.844), se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$19.594.

Distribución: pago del Bono E4-20 por (\$250.000.000) e intereses por (\$2.844.608), Bono E7-17 por (\$200.000.000) e intereses por (\$3.721.729) e intereses otros bonos (\$59.783).

Generación

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes tres (3) emisiones de bonos en el mercado local, bajo el programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía.

A continuación, se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2024:

Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de la Compañía en el mercado local

Actualmente la Compañía dispone de un programa de emisión y colocación de bonos Ordinarios, Bonos Verdes Ordinarios, Bonos Sociales Ordinarios, Bonos Sostenibles Ordinarios, Bonos Ordinarios Vinculados a la Sostenibilidad y papeles comerciales. Este programa le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, durante el período de vigencia del mismo.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también denominadas “Tramos” según la terminología utilizada en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de la Compañía están calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas, bajo la administración de Deceval S.A. Cabe destacar que en 2024 no se realizó ninguna nueva emisión de bonos.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$ 700.000.000
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$ 1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$ 850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$ 315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$ 650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$ 685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Quinta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 11 de septiembre de 2026
Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$ 4.600.000.000
Modificación Razón Social	Enel Colombia S.A. ESP
Inclusión nuevas especies de Bonos, nuevas series, libro de ofertas y pago en especie	Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2024:	\$ 9.000.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2024:	\$ 3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2024:	\$ 5.685.000.000
Administración	Deceval S.A.

93

La Compañía ha emitido 8 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$170.000.000
	Sub-serie B10: \$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	10 años
Fecha de emisión:	20 de febrero de 2007
Fecha de vencimiento:	20 de febrero de 2017
Tasa Cupón	IPC + 5,15% E.A.

El 20 de febrero de 2017 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$170.000.000.

Segundo Tramo:

Valor total colocado	\$265.000.000 así:
	Sub-serie A5: \$ 49.440.000
	Sub serie B10: \$160.060.000
	Sub serie B15: \$ 55.500.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie A5: 5 años
	Sub-serie B10: 10 años
	Sub-serie B15: 15 años

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Fecha de emisión:	11 de febrero de 2009, para todas las sub-series
Fecha de vencimiento:	Sub-serie A5: 11 de febrero de 2014 Sub-serie B10: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B15: 11 de febrero de 2024
Tasa Cupón	Sub-serie A5: DTF T.A. + 1.47% Sub-serie B10: IPC + 5,78% E.A. Sub-serie B15: IPC + 6,09% E.A.

El 11 de febrero de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie A5 por \$49.440.000.

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$160.060.000.

El 11 de febrero de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B15 por \$55.500.000.

Tercer Tramo:

Valor total colocado	\$400.000.000 así: Sub-serie E5: \$ 92.220.000 Sub-serie B9: \$218.200.000 Sub-serie B12: \$ 89.580.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ 0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E5: 5 años Sub-serie B9: 9 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de Emisión	2 de julio de 2009 para todas las sub-series
Fecha de vencimiento	Sub-serie E5: 2 de julio de 2014 Sub-serie B9: 2 de julio de 2018 Sub-serie B12: 2 de julio de 2021
Tasa cupón	Sub-serie E5: Tasa Fija 9,27% E.A. Sub-serie B9: IPC + 5,90% E.A. Sub-serie B12: IPC + 6,10% E.A.

94

El 2 de julio de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E5 por \$92.220.000.

El 2 de julio de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B9 por \$218.200.000.

El 2 de julio de 2021 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B12 por \$89.580.000.

Cuarto Tramo:

Valor total colocado	\$ 500.000.000 así: Sub-serie B10: \$300.000.000 Sub-serie B15: \$200.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2024	\$61.263
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$200.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años
Fecha de emisión	13 de diciembre de 2012
Fecha de vencimiento	Sub-serie B10: 13 de diciembre de 2022 Sub-serie B15: 13 de diciembre de 2027
Tasa Cupón	Sub-serie B10: IPC + 3,52% E.A. Sub-serie B15: IPC + 3,64% E.A.

El 13 de diciembre de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$300.000.000.

Quinto Tramo:

Valor total colocado	\$565.000.000, así: Sub-serie B6: \$201.970.000 Sub-serie B12: \$363.030.000
Costos de transacción al 31 de dic.2024	\$30.469
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$363.030.000
Valor nominal por bono	\$10.000

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	11 de septiembre de 2013
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 11 de septiembre de 2019 Sub-serie B12: 11 de septiembre de 2025
Tasa cupón	Sub-serie B6: IPC + 4,25% E.A. Sub-serie B12: IPC + 5,00% E.A.

El 11 de septiembre de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$201.970.000.

Sexto Tramo:

	\$590.000.000 así:
Valor total colocado	Sub-serie B6: \$241.070.000 Sub-serie B10: \$186.430.000 Sub-serie B16: \$162.500.000
Costos de transacción al 31 de dic.2024	\$74.804
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$162.500.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020 Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024 Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030
Tasa cupón	Sub-serie B6: IPC + 3,42% E.A. Sub-serie B10: IPC + 3,83% E.A. Sub-serie B16: IPC + 4,15% E.A.

El 16 de mayo de 2020 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$241.070.000.

El 16 de mayo de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$186.430.000.

95

Séptimo Tramo:

	\$525.000.000, así:
Valor total colocado	Sub-serie B3: \$234.870.000 Sub-serie B7: \$290.130.000
Costos de transacción al 31 de dic.2024	\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años Sub-serie B7: 7 años
Fecha de emisión	11 de febrero de 2016
Fecha de vencimiento	Sub-serie B3: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B7: 11 de febrero de 2023
Tasa cupón	Sub-serie B3: IPC + 3,49% E.A. Sub-serie B7: IPC + 4,69% E.A.

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B3 por \$234.870.000.

El 11 de febrero de 2023 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B7 por \$290.130.000.

Octavo Tramo (*):

	\$300.000.000 así:
Valor total colocado	Sub-serie E6: \$300.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E6: 6 años
Fecha de emisión	27 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	Sub-serie E6: 27 de septiembre de 2022
Tasa cupón	Sub-serie E6: 7,59% E.A.

El 27 de septiembre de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E6 por \$300.000.000.

Distribución

Para el negocio de distribución la deuda financiera en bonos está representada en cuatro (4) emisiones de vigentes en el mercado local.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$ 700.000.000
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Quinta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 11 de septiembre de 2026
Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$4.600.000.000
Modificación Razón Social	Enel Colombia S.A. ESP
Inclusión nuevas especies de Bonos, nuevas series, libro de ofertas y pago en especie	Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2024:	\$ 9.000.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2024:	\$ 3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2024:	\$ 5.685.000.000
Administración	Deceval S.A.

Mediante la escritura pública No. 0562 del 1 de marzo de 2022, se instrumentó la fusión por absorción que hiciera Emgesa S.A. E.S.P. de Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., y ESSA 2 S.p.A., también se aprobó el cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Como resultado de lo anterior, no se renovó el plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación que estaba a nombre de Codensa S.A. E.S.P.

La Compañía ha emitido un total de 10 tramos de bonos bajo el referido programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$225.000.000
	Sub-serie B3: \$80.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	Sub-serie B6: \$145.000.000
Valor nominal por bono	\$0
Plazo de emisión	\$10.000
	Sub-serie B3: 3 años
Fecha de emisión:	Sub-serie B6: 6 años
Fecha de vencimiento:	17 de febrero de 2010
	Sub-serie B3: 17 de febrero de 2013
	Sub-serie B6: 17 de febrero de 2016
Tasa Cupón	Sub-serie B3: IPC + 2,98% E.A.
	Sub-serie B6: IPC + 3,92% E.A.

El 17 de febrero de 2013 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B3 por \$80.000.000.

El 17 de febrero de 2016 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$145.000.000.

Segundo tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$375.000.000, así: Sub-serie B5: \$181.660.000 Sub-serie B12: \$193.340.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$193.340.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie B5: 5 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	15 de noviembre de 2013 para todas las series
Fecha de vencimiento	Sub-serie B5: 15 de noviembre de 2018 Sub-serie B12: 15 de noviembre de 2025
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie B5: IPC + 3,92% E.A. Sub-serie B12: IPC + 4,80% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.).

El 15 de noviembre de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B5 por \$181.660.000.

Tercer tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$185.000.000, así: Sub-serie B7: \$185.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	7 años
Fecha de emisión	25 de septiembre de 2014
Fecha de vencimiento	25 de septiembre de 2021
Tasa cupón:	IBR + 3,53% E.A.

El 25 de septiembre de 2021 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B7 por \$185.000.000.

Cuarto tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$90.000.000, así: Sub-serie E4: \$90.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	4 años
Fecha de emisión	15 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	15 de septiembre de 2020
Tasa cupón:	7,70% E.A.

El 15 de septiembre de 2020 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por \$90.000.000.

Quinto tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$430.000.000, así: Sub-serie E2: \$160.000.000 Sub-serie E5: \$270.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E2: 2 años Sub-serie E5: 5 años
Fecha de emisión	9 de marzo de 2017 para todas las series
Fecha de vencimiento	Sub-serie E2: 9 de marzo de 2019 Sub-serie E5: 9 de marzo de 2022
Tasa cupón:	Sub-serie E2: 7,04% E.A. Sub-serie E5: 7,39% E.A.

El 9 de marzo de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E2 por \$160.000.000.

El 9 de marzo de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E5 por \$270.000.000.

Sexto tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$200.000.000, así:
	Sub-serie E7: \$200.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E7: 7 años
Fecha de emisión	8 de junio de 2017
Fecha de vencimiento	Sub-serie E7: 8 de junio de 2024
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E7: 6,46% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 25 de mayo de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B5 por \$52.220.000 y el 11 de junio de 2024 por \$147.780.000.

Séptimo tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$360.000.000, así:
	Sub-serie E7: \$200.000.000
	Sub-serie B12: \$160.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$360.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E7: 7 años
	Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	11 de abril de 2018
Fecha de vencimiento	Sub-serie E7: 11 de abril de 2025
	Sub-serie B12: 11 de abril de 2030
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E7: 6,74% E.A.
	Sub-serie B12: IPC+3,59% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

Octavo tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$195.000.000, así:
	Sub-serie B5: \$195.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie B5: 5 años
Fecha de emisión	23 de octubre de 2018
Fecha de vencimiento	Sub-serie B5: 23 de octubre de 2023
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie B5: IPC+2,82% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 23 de octubre de 2023 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B5 por \$195.000.000.

Noveno tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$480.000.000, así:
	Sub-serie E4: \$280.000.000
	Sub-serie B10: \$200.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$200.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E4: 4 años
	Sub-serie B10: 10 años
Fecha de emisión	7 de marzo de 2019
Fecha de vencimiento	Sub-serie E4: 7 de marzo de 2023
	Sub-serie B10: 7 de marzo de 2029
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E4: 6,30% E.A.
	Sub-serie B10: IPC +3,56% E.A.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Calificación AAA (Triple A)
Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 7 de marzo de 2023 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por \$280.000.000.

Décimo tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$500.000.000, así:
	Sub-serie E4: \$250.000.000
	Sub-serie B7: \$250.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$250.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E4: 4 años
	Sub-serie B7: 7 años
Fecha de emisión	25 de agosto de 2020
Fecha de vencimiento	Sub-serie E4: 25 de agosto de 2024
	Sub-serie B7: 25 de agosto de 2027
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E4: 4.70% E.A.
	Sub-serie B7: IPC +2,45% E.A.
Calificación	AAA (Triple A)
	Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 25 de agosto de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por \$250.000.000.

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente					Total no corriente			
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años		3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años
B12-13	10,46%	Variable	\$ 2.083.792	\$ 362.999.530	\$ 365.083.322	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	200.000.000	202.952.000	-	-	-	-	-	-
B12-13	10,25%	Variable	2.444.784	193.340.000	195.784.784	-	-	-	-	-	-
B12-18	8,98%	Variable	3.120.000	-	3.120.000	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B7-2020	7,78%	Variable	1.905.750	-	1.905.750	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000
B16-14	9,57%	Variable	1.881.751	-	1.881.751	-	-	-	-	162.425.195	162.425.195
B10-19	8,95%	Variable	1.176.800	-	1.176.800	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,03%	Variable	902.000	-	902.000	-	-	199.938.737	-	-	199.938.737
			\$ 16.466.877	\$ 756.339.530	\$ 772.806.407	\$ -	\$ 250.000.000	\$ 199.938.737	\$ 200.000.000	\$ 322.425.195	\$ 972.363.932

99

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente					Total no corriente		
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	3 a 4 años		4 a 5 años	5 a 10 años
E4-2020	4,70%	Fija	\$ 1.165.748	\$ 250.000.000	\$ 251.165.748	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
E7-17	6,46%	Fija	824.600	200.000.000	200.824.600	-	-	-	-	-
B10-14	14,37%	Variable	3.181.242	186.410.405	189.591.647	-	-	-	-	-
B15-09	16,86%	Variable	56.721.389	-	56.721.389	-	-	-	-	-
B12-18	14,11%	Variable	4.813.120	-	4.813.120	-	-	-	-	160.000.000
B12-13	15,44%	Variable	3.607.338	-	3.607.338	193.340.000	-	-	-	193.340.000
B7-20	12,85%	Variable	3.081.750	-	3.081.750	-	250.000.000	-	-	250.000.000
B12-13	15,66%	Variable	3.050.904	-	3.050.904	362.959.025	-	-	-	362.959.025
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	200.000.000	-	-	-	200.000.000
B16-14	14,72%	Variable	2.837.088	-	2.837.088	-	-	-	162.412.457	162.412.457
B10-19	14,07%	Variable	1.811.000	-	1.811.000	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-12	14,16%	Variable	1.383.400	-	1.383.400	-	-	199.919.873	-	199.919.873
			\$ 85.429.579	\$ 636.410.405	\$ 721.839.984	\$ 756.299.025	\$ 250.000.000	\$ 199.919.873	\$ 522.412.457	\$ 1.728.631.355

(3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 10.976.732	\$ 119.068.139	\$ 6.428.715	\$ 107.617.916
Vehículos (b)	9.414.732	12.014.753	7.200.660	2.511.357
Edificios (c)	8.363.477	81.101.839	8.125.791	88.663.174
Redes eléctricas	-	-	-	663.284
Total	\$ 28.754.941	\$ 212.184.731	\$ 21.755.166	\$ 199.455.731

- a) El incremento corresponde principalmente a nuevos contratos con Proaxa S.A.S. por \$3.245.854 por 3 años a una tasa del 10.63%, Concretos El Rubí S.A. por \$2.489.646 a 3 años con una tasa del 12,24% y a la renovación del contrato de patios Transmilenio por 12 años a una tasa del 14.08% con Terrapuerto S.A.S. por \$5.846.715 a una tasa del 11.15%, C.I. Alliance S.A. por \$303.297 a una tasa de 11.15%, a la actualización financiera por cambio de IPC de contratos con Maria Cecilia Botero por \$6.232.588, Compañía General de Actividades y S.A. por \$3.212.048 a una tasa del 11.15%, Luz Charris y Herederos S.A. a una tasa del 13.64% por \$2.178.359, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. por \$1.986.873 a una tasa del 10.62%, F&M 160 S.A.S. por \$376.918, Agro Inversiones Campos Verdes S.A.S. por \$375.258, Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P. por \$329.169 y amortización de capital y pago de intereses con C.I. Alliance S.A. por \$(3.071.716), Terrapuerto S.A.S. por \$(2.403.429), Compañía General de Actividades y Suministros S.A. por \$(1.847.122), Inversiones Macondal S.A.S. por \$(1.440.728), Luz Charris y Herederos \$(1.384.606) y Agropecuaria Doña Barbara & Cia. por \$(1.166.802).
- b) El incremento corresponde principalmente a la renovación de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$24.444.193 a 3 años con una tasa del 10,84%, ALD Automotive S.A. por \$602.859 a 1 año con una tasa de 21.35% y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$570.770 actualización IPC tasa del 10.96% y otros por \$129.726. Adicionalmente pagos en intereses y capital de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(8.643.451), Busexpress S.A.S. por \$(3.050.547), ALD Automotive S.A. por \$(1.989.915) y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(1.844.271).
- c) La disminución corresponde a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$(6.449.837), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$(448.506), Canales Andrade y Compañía. S.A.S. por \$(367.155) y otros por \$(58.151).

(4) Al 31 de diciembre 2024, la principal variación corresponde a la menor cantidad de derivados de cobertura (21) constituidos con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	360.000	USD	5.566,31	\$ 368.242
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	1.801.318	EUR	4.410,00	355.681
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.432,00	298.426
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	10.136.617	USD	4.397,50	292.849
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	2.900.000	EUR	4.688,00	285.752
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	2.100.000	EUR	4.716,50	219.245
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.738,00	149.955
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/5/2025	22.022.391	USD	4.504,81	128.528
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	106.335
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	334.000	USD	4.731,97	87.541
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	87.460
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	77.075
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	41.031
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	24.570
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.352.824	USD	4.434,47	22.114
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.044.514	USD	4.434,47	17.074
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	15.117
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	175.000	USD	4.521,62	10.005
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	844.298	EUR	4.599,30	8.901
Total valoración								\$ 2.832.573

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Al 31 de diciembre de 2023, se tenían constituidos ciento cuarenta y dos (142) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional		Tasa	Corriente	No
					Activo	Moneda	Fijada		Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	29/2/2024	10.000.000	USD	4.798,72	9.137.328	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.853,54	9.033.276	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/7/2024	4.500.000	USD	4.942,60	4.050.801	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	3.467.662	USD	4.334,23	1.672.653	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	1.250.000	USD	5.550,50	1.660.083	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/6/2024	1.250.000	USD	5.373,50	1.659.658	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	1.300.000	USD	5.358,60	1.596.629	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.097.952	USD	4.010,27	1.496.720	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	4.010,27	1.481.350	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	1.012.657	USD	5.292,20	1.437.243	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/9/2024	1.300.000	USD	5.202,12	1.391.226	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	2.595.077	USD	4.325,37	1.229.268	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/9/2024	900.000	USD	5.326,54	1.102.421	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2024	900.000	USD	5.290,92	1.101.617	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	1.200.000	USD	4.650,78	994.476	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	27/7/2024	800.000	USD	5.256,63	976.870	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/7/2024	900.000	USD	5.146,75	971.936	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/9/2024	900.000	USD	5.174,88	965.369	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	15/2/2024	6.838.588	USD	3.994,19	932.236	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	27/7/2024	800.000	USD	5.117,35	865.941	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	856.095	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/5/2024	700.000	USD5.224,55		855.247	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/5/2024	700.000	USD	5.089,78	761.000	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.222,50	741.845	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.435,50	732.879	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	875.000	USD	4.929,80	719.650	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.255,55	636.406	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	418.000	USD	5.031,70	505.634	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/11/2024	400.000	USD	5.095,00	493.003	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	400.000	USD	5.158,00	488.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	400.000	USD	5.191,00	487.735	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	575.000	USD	4.876,80	477.060	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	575.000	USD	4.906,80	475.337	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	467.570	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	467.570	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/1/2024	400.000	USD	4.974,90	445.567	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/4/2024	400.000	USD	5.028,27	438.496	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/4/2024	400.000	USD	5.058,46	437.016	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	500.000	USD	4.846,80	414.632	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	495.000	USD	4.820,80	412.317	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/11/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/2/2024	2.862.243	USD	3.999,53	389.527	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	387.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	387.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	465.000	USD	4.956,80	381.434	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2024	1.000.000	USD	4.197,98	375.930	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	300.000	USD	5.125,00	368.551	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	25/1/2024	2.619.826	USD	3.977,49	356.381	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.100.000	USD	4.401,50	351.437	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	1.100.000	USD	4.421,00	346.542	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	29/2/2024	300.000	USD	5.002,33	332.575	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
 Notas a los Estados Financieros Separados
 (En miles de pesos colombianos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional		Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
					Activo	Moneda			
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/1/2024	2.296.676	USD	3.979,91	309.096	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	370.000	USD	4.984,80	302.979	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/9/2024	576.000	USD	4.557,00	294.310	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	203.931	USD	5.292,20	289.435	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	864.000	USD	4.339,00	285.836	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	549.000	USD	4.533,00	280.415	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2024	315.000	USD	4.709,20	269.258	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	884.820	USD	4.150,39	267.708	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	258.140	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	488.000	USD	4.481,08	251.710	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	472.000	USD	4.513,00	243.907	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/12/2024	486.000	USD	4.591,50	231.107	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	577.000	USD	4.442,50	231.062	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	633.000	USD	4.397,33	227.180	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	550.000	USD	4.422,50	224.554	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	250.000	USD	4.790,05	209.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.476,50	205.565	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	413.000	USD	4.562,03	204.001	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	487.000	USD	4.381,50	203.377	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	235.000	USD	4.762,00	198.249	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	470.000	USD	4.401,50	193.810	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2024	347.000	USD	4.395,79	188.999	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	220.000	USD	4.736,00	187.459	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	485.000	USD	4.499,50	186.816	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	500.000	USD	4.397,33	179.447	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	29/2/2024	1.313.704	USD	4.004,86	178.656	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	334.000	USD	4.438,22	176.485	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	177.000	USD	4.813,52	175.490	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/1/2024	426.722	USD	4.240,30	174.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.027.000	USD	4.234,50	173.439	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2024	145.000	USD	4.979,90	167.888	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	987.000	USD	4.254,50	164.089	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	412.000	USD	4.457,50	161.750	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	298.000	USD	4.416,80	160.665	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2024	297.000	USD	4.460,46	155.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/1/2024	346.000	USD	4.293,45	152.939	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/8/2024	400.000	USD	4.403,33	149.175	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	820.000	USD	4.173,63	145.500	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	334.000	USD	4.336,50	143.156	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2024	298.000	USD	4.315,50	130.562	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	18/1/2024	936.117	USD	3.971,68	127.254	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	297.000	USD	4.360,50	126.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/1/2024	887757	USD	3.979,91	119.478	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/2/2024	873.132	USD	3.999,53	118.826	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	67.977	USD	5.292,20	96.478	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	267.000	USD	4.397,33	95.825	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	275.000	USD	4.293,00	91.833	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	4/1/2024	214.935	USD	4.232,95	87.981	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	230.000	USD	4.191,00	78.409	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	54.315	USD	5.292,20	77.088	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	373.000	USD	4.214,33	63.887	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	183.000	USD	4.268,00	61.718	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	183000	USD	4.315,00	60.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	175000	USD	4.240,93	59.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/9/2024	150000	USD	4.362,00	48.977	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	274.000	USD	4.128,25	48.818	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	150.000	USD	4.382,00	48.582	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	232.000	USD	4.033,30	43.006	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	100000	USD	4.215,85	34.144	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	183.000	USD	4.104,95	33.203	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	182.000	USD	4.150,93	32.354	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	175.000	USD	4.080,25	31.719	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/9/2024	154000	USD	4.195,63	26.766	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	55325	USD	4.334,60	26.706	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	100.000	USD	4.057,25	18.589	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	-	153.515
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	-	122.832

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nacional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	-	106.082
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	-	104.061
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	-	97.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	-	82.685
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	-	81.698
Total valoración								\$ 76.927.698	\$ 1.256.036

16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre 2024	Al 31 de diciembre 2023
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.135.493.846	\$ 1.831.697.859
Proveedores por compra de energía y gas (2)	616.668.740	671.363.941
Otras cuentas por pagar (3)	232.074.571	253.925.472
	\$ 1.984.237.157	\$ 2.756.987.272

(1) Al 31 de diciembre de 2024 el saldo corresponde a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo confirming con Citibank Colombia S.A. por \$89.818.639, Bancolombia S.A. por \$47.072.511 y AV Villas \$1.670.085.

Adicionalmente las cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	\$ 71.417.387
JE Jaimes Ingenieros S.A.	28.098.580
Schneider Electric de Colombia S.A.S.	25.593.065
CAM Colombia Multiservicios S.A.S.	24.192.795
Ecologic S.A.S.	23.499.901
Banco Santander de Negocios Colombia S.A.	21.771.401
Hidroeléctrica del Alto Porce S.A.S. E.S.P.	21.018.680
Fiduciaria Corficolombiana S.A.	19.537.974
Enertronica Santerno S.p.A.	18.716.504
Termotasajero Dos S.A. E.S.P.	16.421.508
Siemens S.A.S.	15.515.319
Andritz Hydro Ltda.	14.388.984
Confipetrol S.A.S.	13.859.434
Sungrow Power Supply Colombia S.A.S.	12.928.387
Consultoria y Medios S.A.S.	12.500.000
Jinko Solar Co., Ltd.	12.454.816
ISA Intercolombia S.A.E.S.P.	12.284.648
Siemens Energy S.A.S.	11.121.651
Proyectos de Ingeniería S.A.S.	9.687.773
Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.	9.513.860
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	9.154.976
Pch San Bartolome S.A.S. E.S.P.	7.913.872
Inmel Ingeniería S.A.S.	7.599.461
CJR Renewables Colombia S.A.S. ZESE	7.430.185
Accenture Ltda.	7.051.015
Indra Colombia S.A.S.	6.886.987
Mecánicos Asociados S.A.S.	6.884.567
Atech Advanced Solutions S.A.	6.307.665
Jas Forwarding de Colombia S.A.S.	5.979.619
Elecnor Servicios y Proyectos S.A. Sucursal Colombiana	5.884.201
Consortio OBSD.	5.407.330
Eulen Colombia S.A.	5.369.117

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Proveedor	Valor
Corporacion Autonoma Regional.	4.558.736
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	4.540.038
Applus Norcontrol Colombia Ltda.	4.347.186
Prodiel Colombia S.A.S.	4.186.807
Otros	502.908.182
Total	\$ 996.932.611

(2) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$354.900.923; segmento de generación por \$254.955.634, comercialización de gas por \$4.178.432.

Adicionalmente la Compañía presenta una cuenta por pagar a XM S.A. E.S.P. según Resolución CREG 101 029 de 2022 por la financiación de la facturación de compras de energía cuya porción corriente asciende a \$2.633.751.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	Al 31 de diciembre 2024	Al 31 de diciembre 2023
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 143.200.063	\$ 179.238.496
Saldos a favor de clientes (b)	56.639.763	52.469.426
Recaudo a favor de terceros (c)	32.234.745	22.217.550
Total Otras cuentas por pagar	\$ 232.074.571	\$ 253.925.472

(a) Al 31 de diciembre de 2024 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$99.893.646, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$43.306.417. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la Compañía a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

(b) Corresponde principalmente a los recaudos pendientes por pagar a terceros generados por alumbrado público que al cierre del año no se alcanzan a conciliar con los municipios y terceros.

(c) Corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde al pago del recaudo del contrato Openbook con Scotiabank.

17. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 167.034.791	\$ 611.185.529	\$ 163.079.281	\$ 160.154.727
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	105.993.740	318.202.222	87.845.097	11.296.980
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	25.505.966	131.746.130	35.232.194	22.995.525
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (2)</i>	28.435.227	62.760.182	6.486.717	25.187.897
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	5.493.637	9.389.189	12.157.608	15.484.907
<i>Plan de Compensación CAR (4)</i>	1.167.457	88.441.033	20.883.217	85.113.214
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	438.764	646.773	474.448	76.204
Provisión de reclamaciones legales (5)	37.547.115	32.948.888	18.397.851	18.450.530
<i>Sanciones</i>	17.798.328	25.674.662	16.803.667	-
<i>Civiles y otros</i>	11.880.888	6.652.608	1.594.184	11.757.656
<i>Laborales</i>	7.867.899	621.618	-	6.692.874

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Desmantelamiento	10.085.587	18.258.965	14.218.468	12.946.708
<i>Desmantelamiento de PCBs (6)</i>	9.780.655	5.442.972	13.709.441	2.175.291
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	6.846.709	-	5.505.990
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	304.932	5.969.284	509.027	5.265.427
Otras provisiones	20.998.833	69.259.569	29.778.244	4.059.504
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (7)</i>	12.099.958	-	26.061.621	-
<i>Provisión Vía Gama Gachalá (8)</i>	3.952.857	62.695.201	-	-
<i>Otros (9)</i>	3.000.000	5.443.021	-	693.137
<i>Provisión Recuperación Tominé</i>	1.946.018	1.121.347	3.716.623	3.366.367
Total Provisiones	\$ 235.666.326	\$ 731.652.951	\$ 225.473.844	\$ 195.611.469

(1) La provisión ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central. Las adiciones de las provisiones generadas corresponden a que la autoridad ambiental (ANLA) durante el año 2024 ha impuesto nuevas obligaciones y ha ampliado el alcance de algunas obligaciones existentes, así como, que ha sido necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo, se hace necesario dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, obras de infraestructura para compensación de impactos socioambientales, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje entre otros.

El incremento en el valor de la provisión corresponde a la dotación de actividades recurrentes y no recurrentes por \$439.880.357, la tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a diciembre de 2024 es 12.33% y a diciembre de 2023 es 16.96% y 10.17% E.A., respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

El 11 de septiembre de 2023, quedó ejecutoriado el Laudo arbitral Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., fecha en la que se pagó a la Compañía \$26.957.284 aplicada la respectiva compensación. De esta manera este proceso al 31 de diciembre de 2024 se encuentra en estado terminado y archivado.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, la Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado por \$21.709.078 correspondientes al programa de inversión del 1% presentado dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el párrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente el 25 de noviembre de 2019 solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 radicando los documentos para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento y posteriormente el 16 de diciembre de 2021, la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531 aprobó el incremento del presupuesto del Plan 1% en \$5.998.410.444.

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del año 2024:

Mediante Resolución N° 000192 del 9 de febrero de 2024 el ANLA aceptó unos predios en el marco de la obligación forzosa de no menos del 1% y se dictan otras disposiciones:

Artículo Primero. Aceptar como ejecutado con cargo al Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1%, el proyecto "Descontaminación, protección y educación ambiental de las microcuencas de las Quebradas La Yaguilga y La Buenavista del Municipio del Agrado, Huila, Centro Oriente" por la suma de \$1.057.549. el cual consistió en la construcción de unidades sanitarias e instalación de kits de sistemas de tratamiento de aguas residuales de uso doméstico en el municipio del Agrado, de conformidad con lo expuesto de la parte motiva del presente acto administrativo.

Artículo segundo aceptar dentro de la línea de Capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, el programa: "formación de promotores ambientales comunitarios convenio marco de cooperación N°. 00379 DE 2012. Celebrado entre el Servicio Nacional de Aprendizaje-Sena y Enel Colombia S.A. E.S.P. plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo" a desarrollarse en los municipios de: Tarquí, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Saladoblanco, San Agustín, Isnos y Pitalito, dirigido a 595 participantes, en cumplimiento parcial de la obligación de Inversión Forzosa de no menos del 1%, compuesto por los siguientes cursos:

1. Implementación de la responsabilidad ambiental como un modelo de vida.
2. Promoción de estrategias de apropiación ambiental del territorio.
3. Apropiación de aspectos técnicos y normativos para la elaboración de estudios ambientales.
4. Gestión y educación ambiental.

Artículo Tercero. Como consecuencia de la aprobación realizada en el artículo anterior, se requiere a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., para que dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos soportes documentales en el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA 30:

1. Presentar un documento avalado por el Sena, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipio, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.
2. Excluir del presupuesto la suma de \$952.000, valor que corresponde al costo del Ítem "Recurso Humano-Aprendices". La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 la Compañía, presentó recurso de reposición en contra de la Resolución 000192 del 09 de febrero de 2024.

Mediante radicado 20246200258332 del 7 de marzo de 2024 la Compañía, solicitó al ANLA la aprobación de compra del predio Reserva Forestal e Hídrica la Montañita en el municipio de Paicol, plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo.

Mediante radicado 20246200315192 del 20 de marzo de 2024, la Compañía remitió respuesta a la solicitud realizada por parte de la autoridad Ambiental mediante el Artículo Segundo de la Resolución 2992 de 2023 la siguiente información:

Mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024, la Compañía hizo entrega de la información solicitada por el ANLA en el Auto 11470 del 28 de diciembre de 2023.

Mediante radicado 20246200339232 del 27 de marzo de 2024, la Compañía dio alcance a los documentos entregados mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024 haciendo entrega de la certificación fiscal.

Mediante Radicado 20246201434072 del 09 de diciembre de 2024 y en cumplimiento al requerimiento realizado en los numerales 4 y 5 del artículo cuarto de la Resolución 2052 de 2024 y el Artículo Décimo Cuarto Resolución N° 462 del 08 de marzo de 2021, la Compañía hace entrega de los ajustes solicitados por el ANLA al Certificado Fiscal 2022.

Mediante Resolución N° 002901 del 26 de diciembre de 2024 la ANLA realiza la evaluación del plan de inversión forzosa de no menos del 1% y aprueba la línea de inversión denominada "Instrumentación y monitoreo del recurso hídrico" y su proyecto correspondiente "Fortalecimiento de la Red de Monitoreo Hidrológico y Meteorológico en la Cuenca Alta del Río Magdalena", vigentes a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, presentado mediante la comunicación con radicación 20246200561832 del 17 de mayo de 2024, y que tiene como fin, la adquisición e instalación de cuatro (4) estaciones hidrometeorológicas en los municipios de Pital, Garzón, Tarqui y Gigante del departamento del Huila.

(2) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:

- Parque Solar Guayepo I y II: Al 31 de diciembre de 2024 se constituyó la provisión ambiental del parque solar Guayepo I y II debido a que entró en operación comercial el 30 de noviembre de 2024, el valor registrado incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.08% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 4 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandatoria de la licencia ambiental en materia de plan de compensación del componente biótico, que reposa en los artículos décimo quinto de la Resolución 00981 de 2021 (ANLA) y artículo décimo séptimo y décimo octavo de la Resolución 0879-4 de 2023 (ANLA).
- Parque Solar El Paso: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12.64% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
- Parque Solar La Loma: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar La Loma incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 11.12% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 6 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
- Parque Solar Fundación: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar Fundación incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.14% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.

(3) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse Muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,29% E.A.

La disminución en el valor de la provisión está dada principalmente por el uso de \$8.183.895 por concepto de desembolso para la PTAR Sibaté (Planta de tratamiento de aguas residuales).

(4) Al 31 de diciembre de 2024, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo de la Compañía en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, la Compañía fue notificada a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca "Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones". Esta Resolución impone un Plan de Compensación por un valor de \$96.680.772.

El 28 de julio de 2020 la Compañía interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N°20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

La demanda fue admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 3 de octubre de 2023, y como consecuencia de esta actuación la CAR, presenta recurso de reposición contra esta decisión, bajo el argumento que los actos administrativos corresponden a actos de ejecución o seguimiento y no actos administrativos que generen nuevas obligaciones. El proceso se encuentra al despacho para resolver el recurso.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que, en este proceso de la demanda, aún no se tiene un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, la Compañía debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de \$96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038.

La disminución en el valor de la provisión está dada por el decrecimiento generalizado en el IPC proyectado para la indexación de flujos, desplazamiento de flujos de corto a largo plazo y por el incremento en la tasa utilizada para la actualización financiera que al mes de diciembre de 2024 es de 12.27% y a diciembre de 2023 es 10.17%.

(5) Al 31 de diciembre de 2024, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.870.265.804 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$21.367676 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Las sanciones al cierre de diciembre de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios Públicos (a)	\$ 20.337.387
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (b)	11.587.172
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible	10.761.336
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 43.472.990

Las sanciones al cierre de diciembre de 2023 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible	\$ 10.579.305
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena	5.660.184
Corporación Autónoma Del Guavio	334.814
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	229.364
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 16.803.667

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- a) Corresponde a la contribución adicional que introdujo la Ley 1955 de 2019. Esta Ley introdujo cambios a la base gravable de la contribución especial, norma que la Superintendencia de Servicios Públicos usó desde la liquidación de la contribución del año 2020, el valor compone la sanción e intereses.
- b) Corresponde al proceso por el uso del agua, independiente si este se utilizó en la generación de energía, en el cual la Compañía no tenía un equipo de medición de volumen del agua utilizado, por lo que la regulación autoriza el máximo caudal autorizado. El aumento de la capacidad instalada, solo se puede tener en cuenta cuando es emitida la comunicación del Ministerio de Minas y Energía. La situación de la capacidad del uso del agua de 2016 no está cubierta por una Resolución del Ministerio de Minas y Energía, por lo que se constituyó esta provisión.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

Al 31 de diciembre de 2024, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	N° de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
Distribución-Civil	Posible	265	\$ 879.466.109	\$ -
	Probable	38	17.395.578	6.822.177
	Remoto	17	12.915.387.942	-
Total Distribución-Civil		320	13.812.249.629	6.822.177
Generación-Otros	Posible	37	2.284.596.760	-
	Probable	3	366.127	5.000
	Remoto	3	112.320.000	-
Total Generación-Otros		43	2.397.282.887	5.000
Quimbo	Posible	154	566.167.546	-
	Probable	3	5.467.741	1.510.000
	Remoto	10	12.290.173	-
Total Quimbo		167	583.925.460	1.510.000
Distribución-Laboral	Posible	202	34.641.905	-
	Probable	33	10.505.832	8.233.488
Total Distribución-Laboral		235	45.147.737	8.233.488
Renovables	Posible	3	20.356.679	-
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		4	20.356.679	-
Generación-Laboral	Posible	21	6.692.976	-
	Probable	4	1.040.223	404.222
Total Generación-Laboral		25	7.733.199	404.222
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	2	3.073.181	4.675.000
Total Generación-Inundaciones A97		4	3.122.551	4.675.000
Generación-Inundaciones D97	Posible	3	139.630	-
	Probable	2	308.032	224.248
Total Generación-Inundaciones D97		5	447.662	224.248
Total general		803	16.870.265.804	21.874.135

Concepto	Valor de la provisión a 2024	Valor de la provisión a 2023
Sanciones	\$ 43.472.990	\$ 16.803.667
Primas de éxito	4.686.887	4.174.701
Provisión litigios Fiscales	956.450	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	-
Sanciones LTI	-	637.735
VPN	(506.459)	(5.674.524)
	\$ 48.621.868	\$ 16.898.029

(6) Exportación de transformadores contaminados:

Al 31 de diciembre de 2024 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 de acuerdo con los límites establecidos por la Resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos. El saldo de la provisión a 31 de diciembre de 2024 es de \$15.223.627, la Compañía actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 13.10% E.A., la tasa de descuento más adecuada; se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

(7) A partir del 1 de enero de 2020 la Compañía aplica la CINIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación, la Compañía ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración.

La disminución entre diciembre 31 de 2024 y 2023, corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por \$2.432.703 y a la reversión por \$(16.394.366) de contingencia asociada a declaraciones de renta en firme de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. por las vigencias 2016, 2017 y 2019.

(8) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde a la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca de la cual la Compañía fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 11,17% E.A.

(9) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

- Impuesto IVA interconexión: Corresponde al proceso de servicios de reconexión gravados con IVA por los bimestres I a VI de 2016. La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), considera que los servicios de reconexión no hacen parte del servicio público y por ende no son excluidos de IVA. La sentencia de primera instancia falló favorablemente sobre el bimestre VI al considerar que la reconexión si hace parte del servicio público. Sin embargo, se obtuvo sentencia parcialmente desfavorable el 30 de septiembre de 2024 sobre los bimestres I al V, la DIAN considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que la Compañía no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar a la Compañía en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación de la Compañía en la dirección del RUT si se dió con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo período; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, la Compañía aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable a la Compañía. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.
- Convenio vial Municipio El Colegio: Corresponde al convenio de cooperación para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre Enel Colombia S.A E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Via Gama Gachalá	Otros	Total
Saldo inicial a 01 de enero de 2024	\$ 36.848.381	\$ 27.165.176	\$ 26.061.621	\$ 323.234.008	\$ -	\$ 7.776.127	\$ 421.085.313
Incremento (Decremento) (*)	40.082.423	6.930.270	(13.961.663)	481.445.341	69.385.081	3.630.126	587.511.578
Provisión utilizada	(3.726.381)	(5.750.894)	-	(26.459.029)	-	-	(35.936.304)
Actualización efecto financiero	5.168.065	-	-	-	(2.737.023)	104.133	2.535.175
Recuperaciones	(7.876.485)	-	-	-	-	-	(7.876.485)
Total movimientos en provisiones	33.647.622	1.179.376	(13.961.663)	454.986.312	66.648.058	3.734.259	546.233.964
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 70.496.003	\$ 28.344.552	\$ 12.099.958	\$ 778.220.320	\$ 66.648.058	\$ 11.510.386	\$ 967.319.277

(*) La Compañía tiene un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2024 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de \$956.450, correspondiente a la demanda tasa contributiva de estratificación.

Del 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2024 los procesos eventuales variaron en \$1.990.574 principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo Proceso	Valor
Distribución-Civil	Acción de Controversias contractuales	\$ 1.740.380
	Acción de Reparación Directa	449.727
	Acción Ejecutiva	(1.336.732)
	Acciones populares	(1.136.216)
	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	28.497
	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	2.994
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	1.201.174
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	53.692
Total Distribución-Civil		1.003.516
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral	(71.861)
	Ordinario laboral de primera instancia	(160.216)
Total Distribución-Laboral		(232.077)
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(4.047.638)
Total Generación-Inundaciones A97		(4.047.638)
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	128.833
Total Generación-Inundaciones D97		128.833
Generación-Laboral	Ejecutivo laboral	2.500
	Ordinario laboral de primera instancia	1.060.542
Total Generación-Laboral		1.063.042
Generación-Otros	Acciones populares	12.000
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	191.750
Total Generación-Otros		203.750
Quimbo	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(110.000)
Total Quimbo		(110.000)
Total general		\$ (1.990.574)

111

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2024 corresponde principalmente a:

a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Industrias Mundial S.A.S. Y Vielts Group Ltda.	Acción de Reparación Directa	\$ 22.000	may-24
Distribución-Civil	Carlos Alberto García Sánchez	Acción de Reparación Directa	17.942	may-24
Distribución-Civil	Tubotec S.A.S.	Acción de Reparación Directa	9.524	may-24
Distribución-Civil	Luis Alberto Fernandez Quiche	Acción de Reparación Directa	142	may-24
Distribución-Civil	Luis Gabriel Duarte Valderrama	Acción Ejecutiva	700	oct-24
Distribución-Civil	Jose Antonio Benavides Guata	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	5.776	may-24
Distribución-Civil	Jorge García Garza	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	420.000	ene.-24
Distribución-Laboral	Maud Esperanza Alarcón Garzon	Ordinario laboral de primera instancia	620.000	oct.-24

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Jesús Eneris Salamandra Díaz	Ordinario laboral de primera instancia	80.000	jul.-24
Distribución-Laboral	Janeth Velasco Zamorano	Ordinario laboral de primera instancia	175.863	jun.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	115.000	jun.-24
Distribución-Laboral	Giovany Arley Castañeda	Ordinario laboral de primera instancia	275.000	may.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	200.000	may.-24
Distribución-Laboral	Aida Inés Arrieta Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	45.000	may.-24
Distribución-Laboral	Florentino Méndez Garzon	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	may.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	may.-24
Distribución-Laboral	María Inés Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	25.000	may.-24
Distribución-Laboral	Leonardo Andrés Alzate Restrepo	Ordinario laboral de primera instancia	12.000	may.-24
Distribución-Laboral	María Olinda Rodríguez De Alonso	Ordinario laboral de primera instancia	6.000	may.-24
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	380.000	abr.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Castañeda Rodríguez Santiesteban	Ordinario laboral de primera instancia	50.000	abr.-24
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	350.000	mar.-24
Generación-Inundaciones D97	Norman Ramiro Vargas Arguello	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	220.000	ene.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	9.096	ago.-24
Generación-Otros	Ever Andrés Useche Ayerbe	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	1.266	may.-24
Quimbo	Alfredo Bonelo Triviño	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	110.000	ene.-24

b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavón Rivera y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	\$ 319.794	sept.-24
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavón Rivera y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	319.794	sept.-24
Distribución-Civil	Jorge García Garza	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	277.500	sept.-24
Distribución-Civil	María Cecilia Guerrero Rodríguez y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	127.921	sept.-24
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	169.292	nov.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	178.758	sept.-24
Distribución-Laboral	María Inés Romero de Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	336.603	jun.-24
Distribución-Laboral	Aida Inés Arrieta Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	21.233	jun.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa María Acosta de Salgado	Ordinario laboral de primera instancia	6.400	may.-24
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ordinario laboral de primera instancia	19.720	abr.-24
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	9.000	abr.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Castañeda Rodríguez	Ordinario laboral de primera instancia	4.320	abr.-24
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	760.257	mar.-24
Distribución-Laboral	Carlos Alberto Amador Morales	Ordinario laboral de primera instancia	315.000	mar.-24
Distribución-Laboral	Jayson Steve Oliveros Avila	Ordinario laboral de primera instancia	3.405	mar.-24
Distribución-Laboral	Luis Miguel Rueda Silva	Ordinario laboral de primera instancia	6.000	feb.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	28.252	jun.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	123.204	feb.-24
Generación-Laboral	Jesús Aníbal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia	19.765	jun.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	39.096	sept.-24

Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Cooperativa de Trabajo Asociado Servicomtrec.	Acción de Controversias contractuales	\$ 1.740.380	may.-24
Distribución-Civil	María Lucía Angola Zapata	Acción de Reparación Directa	353.700	jun.-24
Distribución-Civil	José Eduardo García Cárdenas	Acción de Reparación Directa	88	may.-24
Distribución-Civil	Lina Marcela Aguas Ramirez	Acción de Reparación Directa	139.126	mar.-24
Distribución-Civil	Jorge Isaac Rodelo Menco	Acción de Reparación Directa	6.332	mar.-24
Distribución-Civil	Cesar Daniel Mora Gonzalez	Acción Ejecutiva	152.535	may.-24
Distribución-Civil	Proyecto Hbs S.A.S.	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	28.497	abr.-24
Distribución-Civil	Dilva Cecilia Madera Argel Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	77.815	ago.-24
Distribución-Civil	José Javier Jimenez Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	394.483	may.-24
Distribución-Civil	Yordy Alexander Rodríguez Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	115.452	may.-24
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	573	may.-24
Distribución-Civil	Solangy Sanchez Bustos	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	399.750	mar.-24
Distribución-Civil	Víctor Julio Sabogal Mora	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	53.692	jun.-24
Distribución-Civil	Fernando Parra Cortés	Proceso verbal general (CGP)	88	may.-24
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ejecutivo laboral	110.580	jun.-24
Distribución-Laboral	Consuelo Rodríguez Hernandez	Ejecutivo laboral	90.000	jun.-24
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ejecutivo laboral	6.021	may.-24
Distribución-Laboral	Cecilia Hernandez De Rivera	Ejecutivo laboral	2.118	mar.-24
Distribución-Laboral	María Rutby Acosta De Silgado	Ordinario laboral de primera instancia	68.974	jun.-24

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Victor Julio Jimenez Lopez	Ordinario laboral de primera instancia	63.738	jun.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa	Ordinario laboral de primera instancia	52.864	jun.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Chacin Quintana	Ordinario laboral de primera instancia	16.198	jun.-24
Distribución-Laboral	Marco Antonio Jurídico Miranda	Ordinario laboral de primera instancia	9.100	jun.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	100.000	may.-24
Distribución-Laboral	Arturo Garcia Aldana	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	may.-24
Distribución-Laboral	Yenifer Horta Polonia	Ordinario laboral de primera instancia	20.000	may.-24
Distribución-Laboral	Rodolfo Cancrejo	Ordinario laboral de primera instancia	300	abr.-24
Distribución-Laboral	Luis Parmenio Lopez Acosta	Ordinario laboral de primera instancia	40.000	mar.-24
Distribución-Laboral	Roniver Arnulfo Lozano Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	22.000	mar.-24
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	6.197	mar.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	197.376	jun.-24
Generación-Laboral	Jesús Anibal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia	37.777	jun.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	\$ 163.016	jun.-24

18. Pasivos por impuestos

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta por pagar se presenta a continuación:

	AI 31 de diciembre de 2024	AI 31 de diciembre de 2023
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 1.091.726.373	\$ 1.626.595.255
Obras por impuestos	7.744.332	-
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(99.517.171)	(82.108.072)
Autorretenciones otros conceptos	(328.933.538)	(322.583.980)
Autorretenciones de retención en la fuente	(395.764.952)	(403.011.850)
Anticipo de renta	(420.580.190)	(452.711.244)
Neteo de impuesto de renta	145.325.146	-
Pasivos por impuestos corrientes	\$ -	\$ 366.180.109

113

(1) El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	AI 31 de diciembre de 2024	AI 31 de diciembre de 2023
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 1.086.296.048	\$ 1.658.943.717
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	5.430.325	(32.348.462)
	\$ 1.091.726.373	\$ 1.626.595.255

El saldo a favor por impuesto de renta está dado principalmente por el efecto neto en los siguientes conceptos: impuestos de renta corriente, impuesto a las ganancias ocasionales, descuentos tributarios, retenciones, autorretenciones y el pago adicional en el impuesto de renta del año gravable 2023 por concepto de anticipo del impuesto de renta correspondiente al año fiscal siguiente, año gravable 2024, el cual se hará efectiva en el año 2025.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2018, 2019 (Enel Green Power S.A.S. E.S.P.), 2020, 2021 y 2023 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias, así como la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para los años gravables 2024 y 2023, la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Precios de Transferencia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Los deberes formales del año 2023 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 16 de septiembre de 2024.

Las transacciones realizadas durante el año 2024 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2025 en la documentación comprobatoria e informativa y en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía, perfeccionada el 20 de diciembre del año 2010:

Objeto: La compañía se Compromete a construir la hidroeléctrica "El Quimbo".

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.143. Antes de la puesta en operación en el año 2015 de la central se había determinado un incremento del presupuesto incluido el gasto financiero que se proyectaba incurrir para la financiación del proyecto por valor de \$1.001.698.548, cada año según los nuevos valores invertidos se debe cancelar incrementar el valor de la prima.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

- a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.
- b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó partir del 1 de enero del año 2011.

Obligaciones de las Partes

a) Obligaciones de la Compañía:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por \$9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, la Compañía pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024 y diciembre 2024, la Compañía pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412, \$263.634 y \$106.262 y \$86.976 respectivamente, por concepto de ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.
- Pagar tributos oportunamente.
- Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la Compañía contratará anualmente a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

b) Obligaciones de la Nación:

- Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2023 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 27 de marzo de 2024.

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 153.888.475	\$ 174.548.030
Impuestos distintos a la renta (2)	131.985.986	137.030.095
Anticipos de clientes por uso de redes	19.238.922	25.478.449
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	\$ 308.931.430	\$ 340.874.621

(1) La variación del período presenta una disminución del anticipo de compras de energía por \$20.659.554, el cual se debe principalmente a:

Al 31 de diciembre de 2024 se cuenta con anticipos solamente por la línea de generación; los más representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	75.924.052	53%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	17.854.247	12%
Americana De Energia S.A.S E.S.P.	17.853.622	12%
Air-E S.A.S E.S.P.	13.478.124	9%

115

Al 31 de diciembre de 2023 se cuenta con anticipos solamente por la línea de generación; los más representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	63.524.378	36%
Air-E S.A.S E.S.P.	48.978.148	28%
Americana De Energia S.A.S E.S.P.	17.780.794	10%
Ruitoque S.A E.S.P.	10.108.052	6%

(2) Al 31 de diciembre de 2024, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 84.660.707	\$ 90.077.805
Provisión para pago de impuestos (b)	47.325.279	46.952.290
	\$ 131.985.986	\$ 137.030.095

- a) Se presenta una disminución de \$(5.417.098) principalmente por el valor de las retenciones en la fuente, ICA e IVA.
- b) La variación corresponde a la provisión de ICA que generó un aumento de \$(372.989).

20. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 89.654.601	\$ 549.951	\$ 90.249.166	\$ 3.246.556
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	27.226.034	350.759.193	33.442.032	496.526.650
Beneficios por planes de retiro	1.912.611	-	5.723.712	-
Otras obligaciones	101.822	-	80.662	-
\$	118.895.068	\$ 351.309.144	\$ 129.495.572	\$ 499.773.206

(1) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde principalmente a bonificaciones \$38.902.909; vacaciones y prima de vacaciones \$9.974.437; así mismo, la Compañía hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

(2) La variación para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la pérdida actuarial de pensiones y otros beneficios por (\$155.779.924), costo financiero por \$37.416.768, contribuciones pagadas por (\$35.148.355), adquisiciones por \$986.503 y costo del servicio corriente \$541.553.

La Compañía otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

La Compañía posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado separado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado separado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pensionados	1.373	1.439
Edad promedio	71	71

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

La Compañía otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

	<u>Al 31 de diciembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Auxilio educativo		
Pensionados	57	63
Edad promedio	19.3	19.3
Auxilio energía		
Pensionados	1.028	1.198
Edad promedio	71	71
Auxilio salud		
Pensionados	761	794
Edad promedio	62.7	62.7

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

<u>Concepto</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Empleados	99	118
Edad promedio	57,5	57,5
Antigüedad	31,1	31,1

Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Empleados	129	184
Edad Promedio	53,9	53,9
Antigüedad	27	27

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por las firmas Deloitte S.A.S. y AON Hewitt México respectivamente, las cuales utilizaron el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento		
Pension plan ("pensiones de jubilación")	8,21%	7,30%
Severance Payment ("Cesantías retroactivas")	10.63%	7,30%
Seniority bonus ("Quinquenio")	11.23%	7,30%
Temporary annuity ("Renta temporal TF")	9.66%	7,30%
Healthy plan ("TF Salud")	9.66%	7,30%
Life plan ("TF Vida")	9.66%	7,30%
Health Assistance ("Auxilio de Salud")	12.00%	7,30%
Electric Assistance("Auxilio de energía")	12.39%	7,30%
Educational Assistance ("Auxilio educativo")	10.67%	7,30%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	9,50%	8,66%
Tasa de incremento a las pensiones	9,95%	7,58%
Inflación estimada	5,17%	7,58%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

118

Hipótesis demográficas

Base biométrica	
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel
Invalidez total y permanente	EISS
Rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 408.578.881	\$ 77.966.291	\$ 14.992.204	\$ 8.014.679	\$ 20.416.627	\$ 529.968.682
Costo del servicio corriente	-	-	142.449	339.057	60.047	541.553
Costo financiero	29.237.329	5.478.019	965.522	519.536	1.216.362	37.416.768
Contribuciones Pagadas	(16.135.063)	(5.849.883)	(3.531.716)	(1.795.525)	(7.836.168)	(35.148.355)
Adquisiciones	-	-	-	-	986.503	986.503
(Ganancia) / Pérdida actuarial por hipótesis demográficas	-	-	397.585	(7.119)	-	390.466
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras (*)	(208.463.378)	(39.776.176)	(5.549.126)	(2.155.013)	(2.389.718)	(258.333.411)
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia (**)	57.961.125	27.473.677	12.571.134	1.662.235	2.494.850	102.163.021
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(*) La variación en pensiones, corresponde al efecto combinado del incremento en la tasa de descuento TES UVR, pasando del 7.30% en 2023 al 8.21% en 2024 y una disminución de la tasa de incremento pensional corto plazo pasando del 7.58% en 2023 al 5.17% en 2024.

(**) La variación corresponde a la variación en la tasa de inflación estimada y a los supuestos de mortalidad.

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	\$ 297.785.281	\$ 66.476.365	\$ 10.210.370	\$ 9.372.106	\$ 13.911.377	\$ 397.755.499
Costo del servicio corriente	-	-	348.744	312.305	92.807	753.856
Costo financiero	27.314.785	6.061.540	928.763	781.339	1.099.192	36.185.619
Contribuciones Pagadas	(17.425.459)	(5.396.691)	(3.326.677)	(2.858.522)	(8.182.824)	(37.190.173)
Adquisiciones	-	-	-	-	10.715.470	10.715.470
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	97.367.495	13.639.528	1.765.259	538.642	657.582	113.968.506
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	3.536.779	(2.814.451)	5.065.745	(131.191)	2.123.023	7.779.905
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 408.578.881	\$ 77.966.291	\$ 14.992.204	\$ 8.014.679	\$ 20.416.627	\$ 529.968.682

- a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$276.758.352 y \$231.807.374, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por las firmas Deloitte S.A.S. y AON Hewitt México respectivamente, utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento	8,21%	13,92%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	9,95%	8,78%

La variación principalmente corresponde a \$44.950.978 por movimiento del año, según actualización de hipótesis y pagos realizados.

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

Al 31 de diciembre de 2024:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
- 100 puntos básicos	278.384.497	67.026.826	20.191.413	6.752.632	-	372.355.368
+ 100 puntos básicos	264.361.058	63.650.393	19.800.035	6.412.473	-	354.223.959

Al 31 de diciembre de 2023:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
- 100 puntos básicos	465.565.925	85.569.102	15.825.980	8.268.312	-	575.229.319
+ 100 puntos básicos	362.058.446	71.433.471	14.228.356	7.777.966	-	455.498.239

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los trabajadores convencionales en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convenionado son los siguientes:

- Se unificaron las convenciones colectivas de Enel-Emgesa y Enel-Codensa a una sola.
- Se aplicarán incrementos salariales así:
 - Año 2023: IPC+2%
 - Año 2024: IPC+3%
 - Año 2025: IPC+4%
- Se incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC, a partir del año 2023.
- Durante los próximos 5 años, se realizará la unificación gradual de beneficios como primas, evaluación de desempeño, bono de energía y auxilio de transporte. Para ello, se tomará como referente los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de \$40.000, a una tasa del 0% de interés.
- Se unificarán los valores de préstamos de vivienda, de vehículo y de libre inversión. Se tomará el valor del préstamo más alto y el tope será actualizado en los próximos años según el aumento del IPC.
- Se otorgará en enero de 2023, un bono de firma por valor de cuatro millones de pesos (\$4.000), para el personal vinculado al sindicado antes del 11 de noviembre de 2022.
- Se aumentará el bono de retiro por mutuo acuerdo por pensión legal de vejez, por valor de 10 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores del nuevo convenio. También se aumentará a 30 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores de convenio retroactivo y convenio Ley 50.
- Se incrementará el auxilio sindical para la organización sindical.

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB –EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020. Etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que debe definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

El 10 de junio de 2022 fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como la organización sindical, interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y sobre el mismo la Corte Suprema de Justicia emitió Sentencia con fecha del 13 de septiembre de 2023, sobre la cual la Organización Sindical interpuso Solicitud de aclaración la cual está pendiente ser resuelta.

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

El 29 de abril de 2018 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -CODENSA. La vigencia de la Convención Colectiva fue establecida del 1 de mayo de 2016 hasta el 31 de diciembre 2019.

Finalizado el término del acuerdo colectivo, la organización sindical presentó nuevamente pliego de petición a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, y con ello se dio inicio a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento, órgano que emitió el correspondiente laudo arbitral (Acuerdo Colectivo). Contra el mismo tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente de ser resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se pondrá fin al conflicto existente entre las partes.

Negociación Colectiva – REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante Codensa S.A. E.S.P. con miras a obtener un acuerdo colectivo que regulara las relaciones con sus afiliados.

En ese momento el proceso no se adelantó con base en conceptos que emitió el Ministerio del Trabajo sobre la unidad de negociación, sin embargo y a pesar de ello, luego de algunas mesas de trabajo se iniciaron las negociaciones, las cuales culminaron sin acuerdo entre las partes.

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder; este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual profirió laudo arbitral el pasado 30 de julio de 2021.

Contra el mismo, la organización sindical interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal y remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en sentencia SL 4089 de 2022 devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que el mismo se pronuncie, a lo cual el Tribunal de Arbitramento se pronuncia y sobre este pronunciamiento la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación, actualmente dicho recurso se encuentra en estudio por parte de la Corte Suprema de Justicia.

21. Impuestos diferidos, neto

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

A continuación, se incluye el detalle del activo (pasivo) por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2023	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Otras provisiones (1)	\$ 90.729.062	\$ 71.474.512	\$ -	\$ 162.203.574
Obligaciones de aportación definida	84.311.386	1.432.981	(76.396.936)	9.347.431
Forward y swap	14.670.914	(1.525.527)	(38.443.810)	(25.298.423)
Impuesto diferido activo	189.711.362	71.381.966	(114.840.746)	146.252.582
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(472.363.061)	(94.904.779)	-	(567.267.840)
Metodo de participación CAM	(82.084.198)	(4.763.877)	26.711.668	(60.136.407)
Otros	(342.068)	26.314	-	(315.754)
Impuesto diferido pasivo	(554.789.327)	(99.642.342)	26.711.668	(627.720.001)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$ (365.077.965)	\$ (28.260.376)	\$ (88.129.078)	\$ (481.467.419)

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2022	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2023
Otras provisiones	\$ 133.531.325	\$ (42.802.263)	\$ -	\$ 90.729.062
Obligaciones de aportación definida	32.641.159	6.975.972	44.694.255	84.311.386
Forward y swap	(67.334.648)	30.131.615	51.873.947	14.670.914
Impuesto diferido activo	98.837.836	(5.694.676)	96.568.202	189.711.362
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable	(354.283.464)	(118.079.597)	-	(472.363.061)
Metodo de participación CAM	(124.475.552)	(5.414.629)	47.805.983	(82.084.198)
Otros	(368.381)	26.313	-	(342.068)
Impuesto diferido pasivo	(479.127.397)	(123.467.913)	47.805.983	(554.789.327)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$ (380.289.561)	\$ (129.162.589)	\$ 144.374.185	\$ (365.077.965)

122

(1) Al 31 de diciembre de 2024, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2023	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre 2024
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 13.330.220	\$ 11.248.047	\$ 24.578.267
Provisión Obligaciones Laborales (a)	19.721.110	(193.026)	19.528.084
Otros	7.428.857	58.620.834	66.049.691
Provisión de Cuentas Incobrables(b)	45.148.290	2.102.687	47.250.977
Provisión por desmantelamiento	4.027.794	768.761	4.796.555
Provisión Compensación Calidad	1.072.791	(1.072.791)	-
\$	90.729.062	\$ 71.474.512	\$ 162.203.574

(a) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund), provisión expatriados y provisiones e incentivos.

(b) Corresponde principalmente a la provisión por deterioro de cartera de la línea de negocio de distribución de energía.

(2) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (Ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la Ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió que a partir del año 2023 la tarifa de renta es del 35%. El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2024 se presenta a continuación:

	2024 en adelante Renta
Propiedades, planta y equipo	\$ (1.621.851.179)
Provisiones y pasivos estimados	331.263.417
Instrumentos financieros	(47.825.052)
Cartera	135.695.927
Obligaciones de aportación definida	22.583.544
Otros	(25.358.305)
Subtotal	(1.205.491.648)
Tarifa	35%
Impuesto de renta	(421.922.077)
Ganancias ocasionales	2.533.770
Tarifa	15%
Impuesto	380.065
Dif. Donaciones	844.001
Tarifa	25%
Impuesto	211.000
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	(421.331.012)
Base método de participación de Centroamérica	251.197.496
Impuesto pasivo por método de participación	(60.136.407)
Total impuesto diferido pasivo, neto	\$ (481.467.419)

123

22. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.913.918 acciones ordinarias acciones con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre 2023:

	Acciones Ordinarias	
	(%) Participación	Número de Acciones
Enel Américas S.A.	57,34%	85.394.808
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	42,52%	63.311.437
Otros minoritarios	0,14%	207.673
	100,00%	148.913.918

Al 31 de diciembre de 2024 y diciembre de 2023, la Compañía tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2024

La Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2023 por \$1.806.896.424, pagada su totalidad en el año 2024.

Aprobados en el año 2023

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2022 por \$2.738.253.685, pagada su totalidad durante el año 2023.

Otras reservas

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Otras Reservas (*)	\$ 1.146.052.277	1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	282.901.905	351.339.260
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.783.197.947 \$	1.851.635.302

(*) Corresponde al ajuste por homologación de política de valoración de inversiones por método de participación patrimonial. Este rubro está compuesto principalmente por partidas originadas en el proceso de fusión durante el año 2022.

(1) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024 se ordenó liberar \$(68.437.355), de la reserva constituida.

23. Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

124

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Venta de energía	\$ 11.179.046.315 \$	11.261.395.545
<i>Generación y comercialización energía clientes mercado mayorista no regulado y bolsa (1)</i>	6.727.968.871	6.621.745.530
<i>Distribución y comercialización energía clientes mercado regulado (2)</i>	4.292.514.374	4.492.126.907
<i>Suministro servicio alumbrado público (3)</i>	158.563.070	147.523.108
Transporte de energía (4)	3.517.454.376	3.113.080.614
Servicios empresariales y de gobierno (5)	426.709.331	501.703.378
Arrendamientos	265.176.701	218.723.730
Venta de gas	77.221.448	77.644.963
Ventas de certificados	336.394	434.032
Venta de agua desmineralizada	-	29.532
Ingresos de actividades ordinarias	15.465.944.565	15.173.011.794
Otros Ingresos	128.271.844	136.012.527
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 15.594.216.409 \$	15.309.024.321

(1) Al de diciembre de 2024 y 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 12.634 Gwh y 12.865 Gwh, mercado no regulado a 4.871 Gwh y 4.623 GWh; y bolsa de energía a 3.766 Gwh y 4.127 GWh. El aumento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio Spot (\$689/Kwh en 2024 versus \$557/Kwh en 2023).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a \$441.168.252 y \$448.357.163, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a \$195.024.169 y \$101.005.520 respectivamente. Por la energía entregada y no facturada del año 2024 \$84.401.313 corresponden al estimado del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento (Delta C).

Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento

Debido al fenómeno del niño en el segundo semestre el año 2024 se activó el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento en el mercado de energía eléctrica en Colombia el cual está regulado principalmente por las Resoluciones CREG – 026 de 2014, CREG 155 de 2014 y CREG – 209 de 2020, que establecen los procedimientos y condiciones bajo las cuales el sistema eléctrico debe operar en escenarios de riesgo de desabastecimiento de energía. Este estatuto regula de manera anticipada el uso del agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas y es un mecanismo coyuntural y complementario al cargo por confiabilidad.

Este estatuto se activa en situaciones donde existe un riesgo de déficit energético que pueda comprometer la estabilidad y continuidad del servicio eléctrico en el país. Las causas pueden incluir:

- a) Condiciones Hidrológicas Críticas: Dado que Colombia depende en gran medida de la generación hidroeléctrica, periodos de sequía o fenómenos climáticos como El Niño pueden reducir la disponibilidad de agua en los embalses, aumentando el riesgo de desabastecimiento.
- b) Fallos o Limitaciones en la Infraestructura: Problemas técnicos o fallos en plantas generadoras y en la infraestructura de transmisión y distribución también pueden causar desabastecimiento.
- c) Incremento Excepcional de la Demanda: Un crecimiento abrupto de la demanda de energía, sin el aumento proporcional de la capacidad de generación, también podría llevar a un riesgo de desabastecimiento.

Una vez se activa el estatuto, el CND (Centro Nacional de Despacho) define la cantidad de energía que debe ser almacenada en los embalses y diariamente escoge los embalses donde debe ser almacenada el agua, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas hídricas, la capacidad de cada embalse, el riesgo de vertimiento de cada planta y la capacidad que tiene el parque de generación termoeléctrica (que sustituye a las plantas hidroeléctricas), escogiéndolo aquellas plantas hidroeléctricas cuyo precio de generación sea el más bajo posible.

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.165 Gwh y 9.170 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.325 Gwh y 5.366 Gwh; clientes comerciales 2.476 Gwh y 2.447 Gwh; clientes industriales 1.060 Gwh y 1.055 Gwh; y clientes oficiales 304 Gwh y 302 Gwh. La disminución obedece principalmente a menores ventas.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a \$401.682.503 y \$399.266.325, respectivamente.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2024:

	Tarifa Promedio Aplicada a diciembre 2024	Tarifa Promedio Aplicada a diciembre 2023	Variación
Gm	362,54	337,82	7,3%
Tm	53,62	48,90	9,7%
Pr	69,75	66,27	5,2%
D	263,88	217,82	2,3%
Rm	14,44	17,88	-19,2%
Cv	105,50	69,57	51,6%
Cu	869,73	758,26	9,27%

Costos de transmisión: Incremento de 2,82 \$/Kwh, en la componente de transmisión (5,1%) principalmente por una disminución en la energía del SIN–Sistema Interconectado Nacional del (4%).

Costos de distribución con ADD: Incremento de 17.58 \$/Kwh en la componente de distribución (6.7%), debido principalmente a un aumento promedio de 2% en los cargos de distribución propios de los operadores de red que integran la ADD, como reflejo de un aumento del Índice del precio del producto – IPP. Producción Nacional de 1.36% respecto al mes anterior, adicionalmente al aumento de ingresos de los operadores de red y sus reliquidaciones conforme a lo establecido en la metodología.

Costos de comercialización: Incremento de 3.25 \$/Kwh en la componente de comercialización NT1 (nivel de tensión) (3.1%), debido principalmente al aumento en los componentes tarifarios del mes anterior y a la disminución de 2% en las ventas reguladas de energía en el mes de octubre que, de acuerdo con la metodología, se reflejan en este mes. Respecto al COT–Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del NT1 presenta un comportamiento estable, no obstante, los COT de N2, NT3, NT4, presentan una disminución de 3%, 10% y 46% respectivamente debido a las dinámicas de las ventas del mercado.

Costos de Restricciones: Incremento de 1.9 \$/Kwh, en la componente de Restricciones (23.9%), relacionado con un mayor valor en la generación fuera de mérito, como consecuencia de la disminución en el precio de bolsa.

La variación del IPP fue de +1.36% y la del IPC +0.27%, calculados mediante los índices publicados por el DANE.

Costos de Generación: Disminución de 11.02 \$/Kwh en la componente de Generación (3.0%), debido principalmente a una disminución del precio de bolsa de 78.8 \$/Kwh (-8.3%), ubicándose en 865.2 \$/Kwh, con una exposición a bolsa cercana a 5.4% (Dos puntos porcentuales menos que el mes pasado). Este mes la variable AJ toma valor de 0 \$/Kwh y su saldo asociado es cercano a \$0.

Provisión opción tarifaria

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$43.718.084 y \$361.396.711, respectivamente. La disminución corresponde a que la Compañía se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT–Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

- (3) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 los clientes de alumbrado público ascienden a 251 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 154 Gwh y 157 Gwh; y otros municipios por 97 Gwh y 94 Gwh, respectivamente.
- (4) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, presenta incremento en la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por \$3.495.006.977 y \$3.097.202.547 y sistemas de transmisión regional por \$22.447.399 y \$15.878.067; lo anterior, producto del crecimiento en la base regulatoria de activos resultado del plan de inversiones ejecutado.
- (5) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 los ingresos de servicios empresariales y de gobierno corresponden a otras prestaciones de servicio por \$218.408.317 y \$281.881.173 y servicios de valor agregado por \$208.301.014 y \$219.822.205. La disminución se presenta principalmente por menores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

La Compañía obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 11.179.046.315	\$ 11.261.395.545
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.517.454.376	3.113.080.614
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	426.709.331	501.703.378
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	265.176.701	218.723.730
Venta de gas	A lo largo del tiempo	77.221.448	77.644.963
Venta de certificados	En un punto del tiempo	336.394	434.032
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	-	29.532
Total ingresos de actividades ordinarias		15.465.944.565	15.173.011.794
Otros Ingresos de operación		128.271.844	136.012.527
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 15.594.216.409	\$ 15.309.024.321

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

La Compañía no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y la Compañía ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera separado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por categoría:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Cientes mayorista	\$ 98.283.772	\$ 145.183.828
Cientes no regulado	45.849.041	15.709.564
Transporte de energía	9.755.662	13.654.638
\$	153.888.475	\$ 174.548.030

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; es decir, en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

- **Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por la Compañía.

- **Venta de gas**

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que la compañía tiene derecho al pago en caso de que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

- **Servicios empresariales y de gobierno**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación, mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

- **Otros ingresos**

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

La Compañía reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que la compañía tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; la Compañía no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

24. Aprovisionamientos y servicios

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Compras de energía (1)	\$ 6.723.444.118	\$ 5.744.377.825
Costos de transporte de energía (2)	1.435.321.813	1.348.796.750
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	388.599.908	414.536.192
Impuestos asociados al negocio (4)	298.268.133	334.609.805
Consumo de combustible (5)	209.989.063	250.419.376
Compra de gas	57.933.027	69.035.499
	\$ 9.113.556.062	\$ 8.161.775.447

(1) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las compras de energía ascienden a 18.048 Gwh y 16.241 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 12.016 Gwh y 9.642 Gwh; compras en bolsa 6.032 Gwh y 6.599 Gwh, no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$3,18/Kwh, tarifa promedio diciembre 2024 \$579,02 vs tarifa promedio diciembre 2023 \$575,84.

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$860.878.728 y \$764.768.851 y transmisión regional \$556.817.233 y \$545.075.913, respectivamente.

La variación se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

(3) A continuación, se presenta el detalle de otros provisionamientos variables y servicios:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$ 150.053.887	\$ 177.419.950
Costos asociados a equipos de medida	75.386.154	77.847.753
Costos de corte y reconexión	53.358.256	51.678.394
Mantenimiento alumbrado público y otros	42.995.515	32.628.440
Costo CND, CRD, SIC	24.096.511	31.272.653
Otros servicios de apoyo a la generación	20.819.235	18.254.205
Mercado secundario cargo por confiabilidad	13.033.855	20.172.258
Contribuciones entes reguladores	8.849.942	5.241.390
Certificados verdes	6.553	21.149
	\$ 388.599.908	\$ 414.536.192

a) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña y suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

(4) Al 31 de diciembre de 2024 la disminución se presenta principalmente por menor producción de energía eléctrica por \$(31.936.719) y otros impuestos variables a la generación de energía por \$(4.758.536).

(5) Al 31 de diciembre de 2024 se presenta una disminución del consumo de combustibles en generación por \$(40.430.313), esta disminución obedece a factores como menor precio del carbón en algunos meses, así como una menor generación en plantas térmicas, asociado principalmente a la venta de Termocartagena en el año 2023.

25. Gastos de personal

129

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Sueldos y salarios (1)	\$ 406.428.177	\$ 396.614.372
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	83.890.650	78.471.733
Otros gastos de personal (3)	25.328.059	17.695.495
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	1.986.836	241.197
Total	\$ 517.633.722	\$ 493.022.797

Las variaciones corresponden principalmente a los incrementos salariales decretado por el gobierno nacional.

(1) Los sueldos y salarios para el 2024 y 2023 se constituyen de los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Salarios	\$ 296.098.109	\$ 301.235.452
Prima de Servicios	44.753.312	39.044.706
Cesantías	20.875.855	20.726.377
Vacaciones	20.377.323	19.278.268
Amortización Beneficios Empleados	17.402.616	11.150.487
Bonificaciones	6.920.962	5.179.082
Total	\$ 406.428.177	\$ 396.614.372

(2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2024 se aplicaron las siguientes acciones salariales para el personal de Enel en Colombia lo cual afecta directamente en las bases salariales para el cálculo de servicios de seguridad y otras cargas laborales, por lo cual se evidencia su incremento en el gasto:

- Régimen de pago convencionado: se les incrementará el salario básico mensual en un 12,28% (porcentaje equivalente al IPC del año 2023 del 9,28% más 3,0%), dando cumplimiento al Artículo 66 de la reciente Convención Colectiva de Trabajo (CCT) 2023 – 2025 suscrita recientemente entre la Compañía y Sintraelecol.
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviese vínculo laboral vigente con Enel Colombia y que devengará un salario básico mensual equivalente al mínimo integral legal (13 salarios mínimos), se le incrementará el salario básico mensual en 12,07% (porcentaje correspondiente al ajuste del salario mínimo integral legal 2023, decretado por el Gobierno Nacional).
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviera un salario básico mensual que hoy sea inferior al salario mínimo decretado por el Gobierno Nacional, la empresa procederá a ajustarlo al nuevo salario mínimo para que, en ningún caso, sea inferior al decretado por el Gobierno Nacional.

(3) La variación en los gastos corresponde principalmente a los movimientos generados por los siguientes conceptos para los años 2024 y 2023.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Otros costos de personal	\$ 21.416.119	\$ 14.142.172
Gasto por procesos laborales	1.592.996	1.977.452
Beneficios actuariales	891.766	157.715
Gastos de recreación y cultura	817.073	588.766
Aportes Sindicales	357.618	361.920
Gastos médicos	249.631	462.956
Viáticos	2.856	4.514
	\$ 25.328.059	\$ 17.695.495

(4) La variación se presenta por la actualización del cálculo actuarial, en el costo financiero de cesantías y quinquenios.

26. Otros gastos fijos, por naturaleza

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 422.487.381	\$ 299.528.233
Reparaciones y conservación (2)	143.170.359	138.583.053
Otros suministros y servicios (3)	111.159.118	99.084.331
Primas de seguros (4)	53.740.622	44.501.505
Arrendamientos y cánones	20.003.494	19.314.800
Tributos y tasas(5)	12.287.461	8.678.354
Publicidad, propaganda y relaciones públicas (6)	12.044.428	16.347.060
Gastos de transportes y viajes	10.671.061	10.227.925
Total	\$ 785.563.924	\$ 636.265.261

(1) A continuación, se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Otros contratos de administración y operación (a)		
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (b)	102.609.830	102.644.825
Toma de lectura (c)	47.149.958	43.429.068
Honorarios	39.000.613	35.781.360
Contratos recuperación del mercado	28.342.780	27.720.701
Litigios civiles y administrativos (d)	17.260.125	(626.213)
Servicios de telecomunicaciones	14.485.854	16.223.441
Gastos generales de administración	12.244.091	28.972.616
Contratos de atención al cliente	8.892.040	10.393.767
Casino y cafetería	6.748.687	7.441.339
Entrega de facturas	6.016.587	5.270.940
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas (e)	4.200.554	142.767
Servicio de personal temporal	3.593.103	8.139.804
Contratos gestión impagos	2.144.785	2.133.342
Pérdidas en siniestros	1.395.210	-
	\$ 422.487.381 \$	299.528.233

(a) Este incremento corresponde principalmente al reconocimiento de la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal administrativo de Cundinamarca de la cual la Compañía fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La tasa utilizada para descontar los flujos proyectados hasta el año 2029 es de 13.02% a diciembre de 2024 por valor de \$69.385.081. Incluye la provisión de la garantía bancaria de Sahagún para la reserva de capacidad de transporte por \$23.871.219 del Banco Santander con vigencia 17 de junio de 2025, adicionalmente se realizó la ejecución de la garantía de construcción del proyecto Eólico Windpeshi por \$23.525.500 con el fin de responder ante la obligación que supone el cargo por confiabilidad asignado y sobre el cual la Compañía decidió no presentar la ampliación de las garantías que respaldan la construcción del proyecto.

Por otro lado, se presentaron contratos de servicios y mantenimiento de proyectos para reforestación y plantación, servicio de backoffice regional entre otros costos generales de administración.

(b) Corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados a la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, soporte de las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.

(c) Corresponden a los servicios de lectura de consumos y a la distribución de la facturación.

(d) La variación corresponde principalmente al reconocimiento de la provisión, recuperación, dotación de litigios civiles, laborales y fiscales.

(e) Corresponde a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas, administrativas y servicios de mantenimiento forestal.

(2) El aumento corresponde principalmente a servicios de mantenimiento y reparaciones de la infraestructura de redes, líneas y cables y materiales empleados para las subestaciones de energía y plantas de generación.

(3) La variación corresponde a los servicios técnicos generados por la instalación de equipos y construcciones de obra civil, compra de medidores, servicios técnicos y de seguridad, comisiones comerciales, pagos de contribuciones y suscripciones, entre otros.

(4) La variación corresponde a la actualización de las primas asociadas a las pólizas de seguros todo riesgo sobre la infraestructura de la compañía, así como las pólizas de responsabilidad civil extracontractual que incluyen el reconocimiento de las plantas solares y de directivos.

(5) El incremento corresponde al pago de impuestos prediales, valorización y delimitación de Bogotá y otros municipios, así como otros impuestos de vehículos e Iva.

(6) La variación se presenta por la disminución en los gastos de publicidad y propaganda en las campañas y pautas en medios de comunicación y programas de radio, material de apoyo POP, y videos.

27. Gastos por depreciación y amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Depreciaciones (1)	\$ 752.672.762	\$ 690.995.459
Amortizaciones	174.135.144	135.645.693
Total	\$ 926.807.906	\$ 826.641.152

(1) Al 31 de diciembre de 2024 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2023 principalmente por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2024 asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables.

28. Pérdidas por deterioro

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Deterioro Activos mantenidos para la venta (1)	\$ 202.207.411	\$ 604.414.331
Deterioro Activos Financieros (2)	71.432.773	49.951.812
Deterioro Inversiones (3)	-	195.174
Total	\$ 273.640.184	\$ 654.561.317

(1) El 24 de mayo de 2023, la Junta Directiva aprobó suspender indefinidamente la ejecución del proyecto eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y adelantar, ejecutar y suscribir todos los actos y documentos necesarios para tal fin, buscando la protección de valor de la Compañía, evaluar y analizar los escenarios de venta del proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo, por lo que este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

En el marco del plan de venta desarrollado por la Compañía; el día 24 de diciembre 2024, se firmó contrato con Ecopetrol S.A. por 60 Millones de dólares para la venta de los activos que conforman el proyecto eólico Windpeshi; el deterioro por \$202.207.411 corresponde al registro del valor del remanente.

(2) Al 31 de diciembre de 2024, la variación corresponde principalmente al cálculo de la provisión de cartera de los modelos colectivos y individual, tienen un valor presente de \$64.439.339 y \$47.767.604 respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2023, este valor corresponde al deterioro de la inversión de la Compañía en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.S., según el acuerdo de transacción firmado con SMN Termocartagena S.A.S. con el cual se realizó la venta de la compañía, al 31 de diciembre de 2024 no se generaron movimientos correspondientes al deterioro de inversión.

29. Resultado financiero

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 60.571.350	\$ 124.451.996
Intereses por financiación a clientes (2)	65.178.732	99.128.906
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (3)	27.554.774	20.730.685
Intereses de cuentas por cobrar (4)	18.840.201	12.409.933
Otros ingresos financieros(5)	7.100.832	-
Intereses por financiación a vinculados (6)	1.249.400	9.538.454
Ingresos financieros	180.495.289	266.259.974
Obligaciones financieras (7)	(1.050.078.790)	(986.890.778)
Otros costos financieros (8)	(65.318.419)	(72.947.603)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(60.856.923)	(55.407.734)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(35.124.343)	(37.388.797)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (3)	(4.173.895)	(27.859.501)
Gastos financieros leasing (11)	(27.446.398)	(27.782.138)
Intereses de mora impuestos (12)	5.665.640	(3.721.946)
Gastos financieros	(1.237.333.128)	(1.211.998.497)
Gasto financiero capitalizado (13)	91.814.455	72.654.002
Gastos financieros, netos	(1.145.518.673)	(1.139.344.495)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (14)	58.256.989	180.603.675
Gasto por diferencia en cambio no realizada (14)	(82.139.811)	(159.700.016)
Diferencias de cambio, neto	(23.882.822)	20.903.659
Total resultado financiero neto	\$ (988.906.206)	\$ (852.180.862)

- (1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La variación frente al 2023 obedece en mayor medida a la disminución de tasas de Banco de la República, que tiene una relación directa con la baja de las tasas de rendimiento en los productos financieros de la Compañía, mientras la rentabilidad promedio simple de 2023 fue de 13.81%. la de 2024 fue de 10.64%.
- (2) La variación corresponde principalmente a la recuperación del saldo acumulado a diciembre 2023, una vez Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023, lo que impacta significativamente el ingreso por interés una vez recuperado el saldo de la cartera del nivel de tensión 1 y 4.
- (3) Corresponde a las ganancias y pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit, Frontera y pago CERE, así como los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards que al 31 de diciembre 2024 cerro en \$4.409,15 versus diciembre 2023 que cerro \$3.822,05.
- (4) La variación se presenta principalmente por el aumento de préstamos de empleados y la actualización en las tasas teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado por \$6.357.596.
- (5) La variación corresponde a la actualización de VPN de los intereses del litigio fiscal por la Sanción de la Superintendencia de Servicios Públicos, el cual es un proceso estimado hasta el año 2030, según lo indica la sentencia.
- (6) La variación corresponde principalmente a los intereses causados sobre el contrato de mandato que Enel Colombia S.A. E.S.P. sostenía con las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. el cual finalizó durante el primer trimestre de 2023 generando intereses por (\$8.667.553). Adicionalmente Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tenía un crédito intercompañía con capital de \$18.000.000 e intereses por (\$702.216), este crédito finalizó en diciembre de ese mismo año y con esto el cobro de intereses, durante el 2024 el crédito intercompañía asciende a un capital \$2.100.000 y causación de intereses por \$197.449 entre otros por \$883.266.

- (7) El aumento corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Davivienda S.A., Bancolombia S.A., Banco de Occidente S.A. e Itaú Colombia S.A., European Investment Bank así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono B15-09 en febrero 2024, B10-14 en abril 2024, E17-17 en mayo y E4-2020 en agosto de 2024. (ver nota 15).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2024:

Operación	2024	2023
Créditos nacionales y del exterior	\$ 861.167.683	\$ 645.627.869
Bonos emitidos	188.911.107	341.262.909
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 1.050.078.790	\$ 986.890.778

- (8) La variación corresponde principalmente a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Río Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martín, Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso) por \$4.893.776, financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P. por \$6.070.421, cargos financieros garantías Test por \$1.092.571, VPN convenios energía por \$(2.284.408), actualización intereses contribución Superservicios, CAR e IVA reconexión por \$(1.877.265) y garantías Bancarias \$(284.410).
- (9) El incremento corresponde principalmente a compras de energía debido a que fue el giro con mayor variación en el año 2024.
- (10) La variación corresponde principalmente al incremento de la TES tasa fija en UVR que a 31 de diciembre de 2024 y 2023 correspondía a 8,21% y 7,30% respectivamente para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: Auxilio de salud 12%, Auxilio de energía 12,39%, auxilio educativo 10,67%, Quinquenios 11,23%, Cesantías 10,63% y Renta temporal 9,66% generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$(1.354.843), costo financiero de beneficios por \$695.637 y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$2.923.660.
- (11) A 31 de diciembre de 2024 la variación del gasto financiero por intereses de Leasing corresponde principalmente a los intereses de los contratos Bancolombia S.A. por \$2.156.307, proyectos renovables por \$280.433, Compañía Naviera del Guavio Ltda. \$98.952, Transportes Especiales S.A. por \$(1.054.979), Compañía General de Transportes S.A.S. \$(670.521) y otros \$(474.388).
- (12) La variación corresponde principalmente a la recuperación de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior por \$9.196.104, corrección de la autorretención ICA por \$361.091, intereses mora alumbrado público \$151.691 entre otros por \$(321.300).
- (13) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2024 versus 2023 corresponde principalmente a:
- La capitalización de la deuda asociada con la inversión de los proyectos renovables que a partir del año 2023 no se encuentra cubierta por el capex recibido inicialmente y fue necesario obtener financiación genérica para cubrir las necesidades de la Compañía de acuerdo con las proyecciones realizadas, así mismo, se genera gasto financiero de las garantías bancarias y los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables y gasto financiero de los proyectos financiados en la línea distribución.
- La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2024 versus 2023 es del -2,94%.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

— Proyectos con gasto financiero capitalizable:

Al 31 de diciembre de 2024:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	\$ 64.667.992
Distribución	Subestaciones y redes	17.281.554
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	4.190.024
Generación y renovables	Atlántico	2.717.153
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.605.106
Generación y renovables	Fundación	773.877
Generación y renovables	Obras adicionales presa central Quimbo	578.749
Total	\$	91.814.455

Al 31 de diciembre de 2023:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	\$ 45.935.281
Distribución	Subestaciones y redes	14.194.716
Generación y renovables	Fundación	3.356.387
Generación y renovables	La Loma	3.283.591
Generación y renovables	El paso extensión	2.238.565
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	1.808.070
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.106.782
Generación y renovables	Windpeshi	730.610
Total	\$	72.654.002

135

(14) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2024	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 51.044.129	\$ (55.475.813)
Otros activos	9.209.707	(13.743.013)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.347.984	(1.511.398)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(8.796.529)	953.125
Total activos	\$ 52.805.291	\$ (69.777.099)

	Al 31 de diciembre de 2024	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	\$ 11.834.178	\$ (511.137)
Otros Pasivos	7.043	(25.805.283)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(6.389.523)	13.953.708
Total pasivos	5.451.698	(12.362.712)
Total diferencia en cambio	\$ 58.256.989	\$ (82.139.811)

	Al 31 de diciembre de 2023	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 67.683.097	\$ (112.275.897)
Otros activos	26.006.100	(40.685.321)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.510.373	(7.743.543)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(307.174)	(1.008.394)
Total activos	\$ 94.892.396	\$ (161.713.155)
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Otros pasivos financieros corrientes	\$ -	\$ 6.349.020
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	75.428.834	(8.491.948)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10.288.138	3.295.054
Otros pasivos	(5.693)	861.013
Total pasivos	85.711.279	2.013.139
Total diferencia en cambio	\$ 180.603.675	\$ (159.700.016)

30. Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación

El detalle del efecto en resultado de las inversiones de la Compañía actualizadas por el método de participación patrimonial es el siguientes:

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 985.658	\$ 680.589
Enel X Way Colombia S.A.S.	530.042	10.510
Sociedad Portuaria Cartagena S.A. (*)	-	580.657
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	(628.448)	(10.954.859)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (**)	(2.682.199)	(4.530.647)
Colombia ZE S.A.S.	(8.035.410)	(1.554.264)
Total	\$ (9.830.357)	\$ (15.768.014)

(*) Reconocimiento en el resultado de la inversión en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta, su venta se materializó en noviembre 30 de 2023.

(**) Incluye reconocimiento por \$(2.435.042) correspondientes a los costos asociados a desarrollos informáticos e infraestructura, generados en el año 2024, los cuales están asociados a la decisión de liquidar la compañía; Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció este valor vía método de participación.

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso / Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 126.462.738	\$ 55.569.743
Generadora de Occidente Ltda.	42.868.063	33.306.039
Enel Costa Rica CAM S.A. (*)	16.658.402	(308.348.075)
Generadora Montecristo S.A.	5.718.792	7.660.793
Renovables de Guatemala S.A.	3.158.415	12.811.863
Tecnoguat S.A.	627.991	2.088.879

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso / Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Enel Guatemala S.A.	393.580	3.971.443
Enel Renovable S.R.L.	58.513	73.240
Transmisora de Energía Renovable S.A. (**)	-	1.498.288
Llano Sanchez Power One S.A. (***)	-	18
Generadora Solar Tole S.R.L. (***)	-	(14)
PH Chucás S.A. (****)	-	(4.696.711)
Total	\$ 195.946.494 \$	(196.064.494)

(*) La variación se presenta por la pérdida de 71.362.025 USD de junio 2023 en la compañía P.H. Chucás S.A. debido a una multa, lo cual se ve reflejado en Enel Costa Rica CAM S.A. por la participación que esta tiene sobre esa compañía.

(**) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión a febrero de 2023 en Transmisora de Energía Renovable S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta, la cual se materializó en 2023.

(***) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión en Generadora Solar Tole S.R.L. y Llano Sanchez Power One S.A. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

(****) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión en PH Chucás S.A. antes de la cesión de acciones de parte de la Compañía a Enel Costa Rica CAM S.A.

31. Resultado en venta de activos, neto

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Resultado en Venta de Activos	\$ (16.744.455)	\$ 16.239.677
	\$ (16.744.455)	\$ 16.239.677

137

Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(16.744.455), correspondientes a:

(a) Bajas con efecto en pérdida por \$(26.085.206) distribuidas así:

- Transformadores de Distribución por \$(12.097.451).
- Siniestros de enero a septiembre \$(2.720.035).
- Plantas Generación \$(11.267.720).

(b) Bajas con efecto en utilidad por \$9.340.751 las cuales obedecen a:

- Venta Predio Subestación Eléctrica (SE) \$208.371.
- Venta Predio Ruta 40 \$8.419.706.
- Venta equipos de cómputo \$1.873.
- Venta Predio Boca del Yaguará \$710.801.

32. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión reconocida a los resultados del período, para impuestos sobre la renta se descompone así:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Impuesto corriente Renta	\$ 1.058.345.798	\$ 1.605.139.447
Impuesto de renta años anteriores	(11.107.695)	(20.309.046)
Movimiento impuesto diferido	32.888.919	111.772.419
Movimiento impuesto diferido años anteriores	(4.628.546)	17.390.167
	\$ 1.075.498.476	\$ 1.713.992.987

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tarifa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2024 y 2023 del 32,32% y 47,02% respectivamente.

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	%	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	%
Ganancia de Enel Colombia	\$ 2.251.936.168		\$ 1.931.621.190	
Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	1.075.498.476		1.713.992.987	
Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia	3.327.434.644		3.645.614.177	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	1.164.602.125	-35,00%	1.275.964.962	-35,00%
Diferencias permanentes:				
Impuestos no deducibles (1)	(10.694.254)	-0,32%	(9.765.597)	-0,27%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(23.297.733)	-0,70%	(280.739.420)	-7,70%
Método de participación patrimonial (3)	63.817.397	1,92%	(123.705.403)	-3,39%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	(9.939.361)	-0,30%	(9.597.337)	-0,26%
Deducción especial Ley 1715 (4)	127.889.616	3,84%	-	0,00%
Deducción activos fijos reales productivos	475.946	0,01%	630.320	0,02%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(2.789.857)	-0,08%	3.935.906	0,11%
Intereses presuntos	(120.724)	0,00%	(222.447)	-0,01%
Deducción adicional discapacitados	17.326	0,00%	74.845	0,00%
Dividendos recibidos CAM	(33.857.676)	-1,02%	-	0,00%
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	2.980.476	0,09%	(14.621.207)	-0,40%
Otras diferencias permanentes	1.708.595	0,05%	-	0,00%
Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores	-	0,00%	207.500	0,00%
Depreciación contable valor depreciación fiscal	-	0,00%	(38.100.064)	-1,05%
Descuento tributario (5)	27.950.251	0,84%	53.804.271	1,48%
Windpeshi (6)	(70.772.594)	-2,13%	-	0,00%
Capitalización coberturas	-	0,00%	(22.848.272)	-0,63%
Ajuste renta año anterior	15.736.241	0,47%	2.918.880	0,08%
Total diferencias permanentes	89.103.649	2,68%	(438.028.025)	-12,02%
Gasto por impuesto a las ganancias	\$ (1.075.498.476)	-32,32%	\$ (1.713.992.987)	-47,02%

El total de gasto de 2024 por impuesto a las ganancias \$1.075.498.476 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2024, y el total del gasto de 2023 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2023.

- (1) Al 31 diciembre de 2024 y 2023 corresponde al gravamen a los movimientos financieros por \$10.694.254 y \$9.765.597, respectivamente.
- (2) La variación de 2024 y 2023, corresponde principalmente al reconocimiento de gastos no deducibles del contrato de colaboración con Colpatria "Open Book", gastos no deducibles por contratos con proveedores del exterior sin requisitos fiscales, contingencia por contratos celebrados con entidades del exterior, deterioros, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.

- (3) Al 31 de diciembre de 2024 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento), Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., Enel X Way Colombia S.A.S., Operadora Distrital de Transportes S.A.S., y Colombia ZE S.A.S.
- (4) Al 31 de diciembre 2024 corresponde al beneficio de la Ley 1715 de 2014 por inversión en fuentes no convencionales de energía para los proyectos solares La Loma, Fundación, y El Paso.
- (5) Al 31 de diciembre 2024 y 2023 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: donaciones por \$659.750 y \$1.585.250, inversión en ciencia y tecnología por \$2.373.401 y \$8.069.625, descuentos por impuestos pagados Centroamérica por \$24.917.100 y \$44.149.396.
- (6) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde al remanente reconocido como deterioro del proyecto eólico Windpeshi.

33. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2024, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 2.251.936.168	\$ 1.931.621.190
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.913.918
Utilidad por acción básica (*)	\$ 15.122	\$ 12.971

(*) Cifra expresada en pesos colombianos.

34. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$ (447.626)	\$ (2.618.023)
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	155.401.746	(120.537.047)
Conversión Método de Participación (3)	462.455.103	(869.518.200)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	617.409.223	(992.673.270)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (4)	107.031.002	(420.290.854)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	107.031.002	(420.290.854)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(56.098.554)	41.443.631
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(56.098.554)	41.443.631
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (5)	(37.460.852)	135.279.022
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	(37.460.852)	135.279.022
Total otro resultado integral	\$ 630.880.819	\$ (1.236.241.471)

- (1) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Derivex S.A. E.S.P. como resultado de la valoración por el método de los múltiplos y la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.
- (2) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por las firmas Deloitte S.A.S. a 31 de diciembre de 2024 y AON Hewitt México al 31 de diciembre de 2023 las cuales generaron un efecto en el patrimonio como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal
Saldo Inicial al 01 de enero	\$ (181.374.828)	\$ (10.202.631)	\$(4.868.440)	\$ (111.089.108)	\$ (3.517.957)	\$ (2.745.417)
Ganancia (pérdida) actuarial	162.804.752	(4.908.156)	(2.494.850)	(111.729.351)	(6.684.674)	(2.123.022)
Impuesto Corriente y Diferido	(56.098.554)	-	-	41.443.631	-	-
Saldo Final al 31 de diciembre	\$ (74.668.630)	\$ (15.110.787)	\$(7.363.290)	\$ (181.374.828)	\$ (10.202.631)	\$ (4.868.439)

- (3) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde al reconocimiento de MPP de compañías centroamericanas.
- (4) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura renovable tanto para forward como swap, así como a la liquidación de los derivados asociados a los proyectos en ejecución junto con la reclasificación realizada al rubro propiedad, planta y equipo por el paso a operación de los proyectos La Loma, Fundación, El Paso Solar, Guayepo, Telecontrol, Atlántico y Guavio.
- (5) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al impuesto corriente y diferido asociado a las liquidaciones y al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

35. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas:

	Al 31 de diciembre de 2024		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	\$ -	\$ 2.248.400	\$ 9.913.533
Deudores	5.260.251	6.107.165	50.943.976
Cuentas por pagar	(9.861.784)	(6.105.045)	(71.943.710)
Posición pasiva, neta	\$ (4.601.533)	\$ 2.250.520	\$ (11.086.201)

	Al 31 de diciembre de 2023		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	\$ -	\$ 4.469.025	\$ 17.080.838
Deudores	5.006.209	4.675.851	39.007.688
Cuentas por pagar	(5.208.414)	(33.144.060)	(148.668.320)
Posición pasiva, neta	\$ (202.205)	\$ (23.999.184)	\$ (92.579.794)

36. Sanciones

En el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2023 al 31 de diciembre de 2024, la Compañía tiene en curso las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (en adelante PHEQ). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

El 24 de febrero de 2023 se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Compañía; en este sentido, en el mes de febrero de 2023 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de diciembre de 2023 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción ya fue pagada el 16 de junio de 2023.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247, la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Enel Colombia S.A. E.S.P.; el 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril de 2022.

El 16 de julio de 2024, se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Compañía; en el mes de agosto de 2024 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de octubre de 2024 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 29 de abril de 2024.

- c) El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de \$50.670 cada una.

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales se presentan las sanciones:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, ante el Juzgado Cuarto Administrativo de Neiva el 30 de mayo de 2019 con radicado 2018-179, se profirió sentencia de primera instancia el 30 de septiembre de 2021 favorable a la Compañía; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM, desde el 04 de mayo de 2022 está al despacho para sentencia de segunda instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como probable 53%. Se resalta que la sanción no ha sido pagada porque tenemos sentencia de primera instancia favorable para la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del juzgado séptimo administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones de Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., ante el tribunal administrativo del Huila.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 30 de septiembre de 2024.

142

- d) Resolución No. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 "por la cual se resuelve un recurso de reposición", emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable a la Compañía y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, fue impuesta a la Compañía una multa por valor de \$540.470.

El 27 de junio de 2023, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, ante el Juzgado 3 Administrativos de Neiva con radicado 2023-179; la demanda fue admitida y contestada por la CAM el 28 de septiembre de 2023.

El 21 de noviembre se llevó a cabo la audiencia inicial y se presentaron alegatos de conclusión el 5 de diciembre de 2023, actualmente el proceso se encuentra en despacho para sentencia de primera instancia en el juzgado tercero administrativo de Neiva.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho del Juzgado 3 Administrativo de Neiva para sentencia de primera instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que el pago de la sanción se realizó el 26 de septiembre de 2023.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 "por la cual se resuelve un recurso de reposición", emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a Enel Colombia S.A., a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia S.A. E.S.P. la sanción es de \$363.262.

Se surtió el trámite de conciliación sin acuerdo entre las partes y la demanda fue presentada el 13 de julio de 2023 correspondiendo al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220.

El 30 de mayo de 2024 se admitió demanda y el 25 de septiembre de 2024 fijo fecha de audiencia inicial para el 21 de enero de 2025, en la cual se agotaron todas las etapas y se fijó audiencia de pruebas para el próximo 26 de febrero de 2025.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 20 de noviembre de 2023.

- f) Resolución No. 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No. 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra Enel Colombia S.A. E.S.P., por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de \$141.052.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 administrativo de Bogotá con radicado 2024-395.

A corte del 31 diciembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- g) Resolución No. 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra la Compañía, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que la Compañía no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a la suma de \$47.333.801.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 Administrativo de Bogotá Rad 2024-377.

A corte 31 de diciembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- h) Resolución No. 00069 de 2024, La compañía fue notificada de la Resolución No. 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: Mediante esta Resolución No. 1931 de 2024, la ANLA confirmó la sanción contra Enel Colombia S.A. E.S.P., por las siguientes infracciones ambientales; así:

Primer cargo: Emplear procedimientos para la medición del ruido ambiental en el área de influencia del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo bajo condiciones contrarias a las estipuladas en la normatividad ambiental aplicable.

Segundo cargo: No realizar la cantidad mínima de muestras requeridas para la presentación de los monitoreos de calidad del aire en el área de influencia del proyecto y las vías sustitutivas, conforme lo establecido en el Sistema de Vigilancia de la Calidad del Aire Industrial SVCAI Indicativo.

Tercer cargo: Realizar monitoreos de la calidad de las aguas residuales domésticas e industriales en el afluente y efluente de las plantas y sistemas de tratamiento respecto de los parámetros de Coliformes fecales y Coliformes totales así como en las aguas del río Magdalena realizados aguas abajo de la presa respecto de los parámetros de CO₂, carbono orgánico, nitrógeno amoniacal, fósforo orgánico, fósforo inorgánico, fosfatos, coliformes totales y coliformes fecales, con el Laboratorio Daphnia Ltda, para los cuales no se encontraba acreditado por el IDEAM.

El valor de la sanción corresponde a \$182.030.

El 30 de diciembre de 2024 se radica la solicitud de conciliación ante la Procuraduría para asuntos judiciales, con N° de radicado: E-2024-780157.

Actualmente se prepara concepto técnico ambiental y legal para interponer la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de \$700.000.000 por considerar que la Compañía incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra la Compañía, y no fue notificada correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de esta sanción.

A través del auto proferido el pasado 01 de agosto de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca declaró la falta de competencia para conocer del trámite y, en consecuencia, ordenó la remisión del expediente al Tribunal Administrativo del Putumayo. Desde el 22 de agosto de 2024 se encuentra al Despacho para su calificación.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de \$242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, la Compañía incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de \$237.422.

La multa fue pagada el 23 de agosto de 2023 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción. El 13 de agosto de 2024 fue admitida la demanda, y en noviembre de 2024 el proceso continúa al despacho.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

37. Pólizas de seguro

La Compañía adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14), cuenta con los siguientes seguros:

Bien/persona asegurada	Riesgos Cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía Aseguradora
Empleados con contrato directo con Enel Colombia S.A. E.S.P.	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual \$ 2.500.000	31/12/2025	Seguros Bolívar
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 43.136.092	10/11/2025	SBS Seguros

38. Contingencias

(a) Compromisos de compra

La Compañía al 31 de diciembre de 2024, tiene compromisos por compra de energía (a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Período	Energía Distribución	Energía Generación	Gas Natural	Carbón	Total
2025-2028	\$ 5.409.338.044	\$ 2.713.370.713	\$ 151.921.764	\$ 211.231.107	\$ 8.485.861.628
2029-2032	3.946.807.242	1.464.379.967	-	-	5.411.187.209
2033-2036	2.390.836.004	1.292.737.060	-	-	3.683.573.064
2037 y siguientes	63.116.545	984.169.888	-	-	1.047.286.433
Total	\$ 11.810.097.835	\$ 6.454.657.628	\$ 151.921.764	\$ 211.231.107	\$ 18.627.908.334

145

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios:

Año	Materiales	Servicios	Total
2025	\$ 4.174.764	\$ 17.927.914	\$ 22.102.678
2026 – 2027	907.540.943	2.053.459.292	2.961.000.235
2028 – 2029	255.926.051	422.468.329	678.394.380
2030 – 2031	-	25.124.699	25.124.699
Total	\$ 1.167.641.758	\$ 2.518.980.234	\$ 3.686.621.992

(b) Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. ("EAAB") y la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento del río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico de la Compañía para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB, se dio el inicio de operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que la Compañía conserve la calidad de usuario de las aguas del río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. La Compañía participa en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación, puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, la Compañía recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 31 de diciembre de 2024 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del proyecto, y los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a una apreciación de la Compañía durante la visita en sitio que se lleva a cabo semanalmente, y no a un porcentaje oficial entregado por la EAAB en atención a que no se ha tenido acceso a esta información.

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras perimetrales de 90%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100%, suministro de equipos 94% y montaje de equipo electromecánico 60%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 65%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 90%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 85% y obra civil 95%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Río Bogotá.
- Se aprobó el cronograma modificado para terminación del contrato, el cual incluye la terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Los siguientes son los hitos relevantes:
 - Energización de la Subestación y la Estación Elevadora a partir de diciembre 2025.
 - Comisionamiento con energía el 30 de noviembre de 2024 al 30 de mayo de 2025.
 - Operación asistida de junio 2025 a noviembre 2025.

(c) Litigios y Arbitrajes

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene la Compañía al 31 de diciembre de 2024 como eventuales son:

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los demandantes pretenden que la Compañía devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que la Compañía se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal:

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa pendiente de que se profiera sentencia de primera instancia.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía de la Compañía. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal:

El 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvencción) que había interpuesto la Compañía. Lo anterior, en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del Código General del Proceso.

Contra esta decisión la Compañía radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuó respecto a la demanda reivindicatoria.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. El demandante presentó un recurso frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$342.442.454.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal:

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 sobre esta liquidación y que arrojaba un valor mucho menor al contenido en la Resolución de reliquida el alumbrado público. La Compañía presentó recurso

de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a la Compañía, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, la Compañía considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo a la Compañía. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra de la Compañía.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra de la Compañía, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

En octubre de 2024 la UAESP remitió comunicado mediante el cual considera no materializar la medida cautelar con el fin de adelantar negociaciones que permitan terminar el proceso, el 18 de diciembre la Compañía remite propuesta de acuerdo de pago por \$154.193.068.

El 23 de diciembre de 2024 se radicó solicitud de conciliación ante la Procuraduría Nacional de la Nación a efectos de agotar el requisito de procedibilidad para presentar la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra del Auto N°. 007 de fecha 4 de septiembre de 2024, mediante el cual se liquidó el crédito.

A la fecha no se ha obtenido respuesta ni movimientos adicionales.

d. Acción Popular de Comepez–Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó a la Compañía de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2014-524, con ocasión de la Acción Popular promovida por la Compañía Comepez S.A. y Otros en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordenó a la Compañía que no iniciará la actividad de llenado del embalse el Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal:

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

1. Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.

2. Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Compañía un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elias, Tarquí, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
3. Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.
4. Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
5. Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, la Compañía continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por la Compañía y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía se encuentra a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de Grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Ante el Juzgado 4 Civil de Bogotá con radicado 2012-835, se ha interpuesto una Acción de grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La Compañía rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

El 7 de junio de 2023, el Juzgado corrió traslado de la complementación del dictamen pericial y dentro del término de ejecutoria se solicitó que se aclaren las fórmulas y criterios para evaluar el daño emergente de los demandantes.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso se encuentra aún en fase probatoria.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de tasa de aprovechamiento forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena–CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”).

La Compañía considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal:

Al 31 de diciembre de 2024, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$34.838.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena–CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2019 de nuevo la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”).

La Compañía considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal:

Al 31 de diciembre de 2024 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

h. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$18.239.162 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa de la Compañía se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (ii) sí se cumplieron compromisos de medición y, por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal:

Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles debido a su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021.

En mayo de 2024 recibimos sentencia desfavorable de primera instancia, la cual fue apelada, dentro del proceso de la liquidación del año 2017, la Compañía se prepara para presentar en los próximos meses alegatos de conclusión de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 entraron al despacho para fallo de primera instancia.

i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.538.006 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. La Compañía ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio.

En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal:

Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%); las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020.

El 04 de julio de 2023 la Compañía fue notificada de auto que decretó la acumulación del proceso del sexto bimestre dentro del proceso por los bimestres primero a quinto, por lo que el abogado externo se hará cargo del proceso acumulado, por cuanto únicamente llevaba el proceso del sexto bimestre y radicamos los poderes correspondientes.

En febrero de 2024 fue radicado el memorial solicitando la sucesión procesal de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Al 31 de diciembre de 2024 no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

151

j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$150.000.000.

Objeto del juicio: Se demanda a Enel Colombia S.A. E.S.P. por parte de un grupo de usuarios buscando una indemnización por las sanciones que impuso Codensa, derivadas de lo establecido en el artículo 54 de la Resolución 108 de 1997 que permitía sancionar a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que Codensa tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, la Compañía actuó en cumplimiento de un deber legal, esto es, actuó en cumplimiento de lo establecido en la ley mientras la misma estuvo vigente y su nulidad aplica hacia el futuro no frente a situaciones jurídicas ya consolidadas.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 21 de diciembre de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó solicitud para decreto de oficio de 2 testimonios nuevos, teniendo en cuenta que las dos personas sobre las que se decretaron ya no se encuentran vinculadas a la Compañía, y así mismo se le indicó al despacho que los expedientes administrativos solicitados no fueron encontrados en el archivo de la Compañía, porque ya habían transcurrido más de 10 años. Al 31 de marzo de 2024 el Juez accede a nuestra solicitud y fija fecha para audiencia para el 30 y 31 de mayo de 2024, sin embargo, la contraparte interpuso recurso.

El 17 de septiembre de 2024 el Juzgado ordenó oficiar a la Defensoría Del Pueblo-Fondo para la Defensa de los Derechos e Intereses Colectivos-, para que en un término de quince (15) días hábiles, contados a partir de la radicación del requerimiento en los canales virtuales que corresponda, el Comité Técnico de dicho Fondo, estudie la solicitud de financiamiento de la prueba pericial decretada en el presente proceso constitucional, por superar los cinco (5) SMLMV.

A la fecha se debe controvertir el dictamen, por lo que el litigio continúa en etapa probatoria.

k. María Isabel Delgadillo y Otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$2.222.742.172.

Objeto del juicio: Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogotá DC. Enel Colombia S.A. E.S.P. fue demandado por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a la Compañía, se señala su posible responsabilidad en las inundaciones por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la operación de las compuertas de la Central Alicachín, no tienen la posibilidad de haber generado estas inundaciones, ya que la descarga en caso tal que se hubiera presentado no alcanza los barrios de Bosa y Kennedy. Adicionalmente, el problema de la inundación fue el deficiente estado del acueducto y alcantarillado de la Ciudad.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria desde el 18 de enero de 2022.

Al 30 de junio de 2024, se suspende por 3 meses el proceso para que la parte accionante presente el dictamen pericial decretado, y se requiere a la EAAB y a la CAR para que den respuesta a las peticiones elevadas por el abogado coordinador del grupo actor.

El 6 de septiembre de 2024 se llevó a cabo audiencia presencial con el objetivo de resolver la discusión sobre el suministro de la información requerida por el grupo actor para elaborar los dictámenes periciales.

El 22 de noviembre la Compañía radicó memorial solicitando la contradicción de los dictámenes aportados por el grupo actor.

El 16 de diciembre de 2024 el Juzgado ordenó decretar (i) los interrogatorios de los peritos que elaboraron los dictámenes del grupo actor y (ii) los dictámenes periciales de contradicción solicitados por la EAAB, la CAR y la Compañía. Para ello, el Juzgado otorga el término común de 6 meses contados a partir de la ejecutoria del auto. El término se cumple el 16 de junio de 2025.

l. Jesús María Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (predio La Mina)

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$24.673.189.

Objeto del juicio: Los demandantes solicitan la indemnización de perjuicios en la modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho que realizó la Compañía, en el área del Contrato de Concesión Minera del Predio la Mina de la cual era titular del demandante, originada por la construcción de la represa El Quimbo.

Estado actual y situación procesal:

Una vez surtidas las pruebas, el 1 de diciembre de 2023, el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

m. Consalt Internacional.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: \$14.234.784.

Objeto del juicio: Tribunal de Arbitramento originado en incumplimientos contractuales atribuidos recíprocamente, que motivaron el ejercicio de la Resolución del contrato primero por el contratista Consalt Internacional y luego por la Compañía. Por un lado, Consalt Internacional argumenta que Enel Colombia S.A. E.S.P. incumplió con obligaciones asociadas a la obtención de la licencia ambiental del proyecto, gestión social y orden público, lo cual, según el demandante ha generado afectaciones en valor y en tiempo respecto a la planificación inicial del contrato y de su oferta, lo que motivó el ejercicio de la Resolución del contrato pactada

a su favor, haciéndose efectiva la terminación para Consult International el 17 de septiembre de 2022. Por su parte la Compañía, inició demanda de reconvenición alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios a la Compañía.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria.

El 23 de septiembre de 2024 se resolvió por parte de los árbitros la solicitud de recusación presentada por la parte demandante en contra del árbitro Luis Augusto Cangrejo, la cual fue negada por improcedente al considerar que no existió ninguna omisión de revelación por parte de este al momento ser nombrado arbitro en este proceso.

El 15 y 16 de octubre de 2024 se llevó a cabo las audiencias de sustentación de dictámenes periciales, con lo cual culmina la etapa probatoria. A la fecha se espera programación para el dictamen.

n. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucia Díaz García y Otros.

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: \$20.349.602.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo (PHEQ), sus ingresos por actividades como jornaleros, en cultivos de tabaco y en cultivos varios de ciclo corto se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, fase probatoria.

El 20 de junio de 2023, se realizó audiencia de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – RUAUF) se escucharon 27 interrogatorios de demandantes.

El 12 de agosto de 2024, se realizó audiencia de pruebas, atendiendo a que faltan pruebas por recaudar, se dispone la suspensión de la audiencia, la cual se continuará los días 17 y 18 de febrero de 2025. A la fecha no hay más movimientos.

o. Acción de Reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y Otros 98.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$15.831.622.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, fase probatoria.

Los días 29 de mayo de 2019, 16 de junio de 2019, 24 de agosto de 2022, 15 de mayo de 2023, se realizaron audiencias de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – ICA – AUNAP–RUAUF) se escucharon interrogatorios de demandantes, y atendiendo que de las pruebas decretadas no se han podido practicar en su totalidad, se suspendió la audiencia.

Mediante auto fechado del 18 de octubre de 2024 se fijaron los días 9 y 10 de abril de 2025 para la audiencia de pruebas.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa en fase probatoria.

p. Acción de Reparación promovida por Tito Toledo y Otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de minería artesanal se han visto afectada sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la fase probatoria, el 13 de junio de 2022 se presentaron alegatos e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 26 de junio de 2022.

Al 31 de diciembre de 2024 continúa al despacho para fallo.

q. Acción de Reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y Otros 132.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de Jornaleros en cultivos de tabaco y cultivos de ciclo corto en predios ubicados en el Área de Influencia Directa (AID) del PHEQ se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, al despacho para fallo.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 30 de octubre de 2023 se presentaron alegatos finales e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 15 de noviembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2024 no hay movimientos adicionales.

r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y Otros (43).

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$25.036.414.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de alimentadores de trabajadores, recolección de cacao, agricultores, jornaleros en cultivos de tabaco y oficios varios, arrendatarios, contratistas, propietarios de vehículo, lavadores de pescado, tractoristas, comerciantes, paleros en extracción de material de playa, transportadores de insumos, electricistas, empleadas domésticas, pescadores artesanales, empleados, se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal:

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023. La contraparte apeló y se concedió apelación.

Al 31 de diciembre de 2024 se está a la espera de fallo de segunda instancia.

s. Acción de reparación directa promovida por Gilberth Paredes y Otros 112.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$16.857.708.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal:

El 13 de junio de 2022 se concede el recurso de apelación, el 12 de septiembre de 2022 se admite recurso de apelación.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

t. Medio de control Reparación Directa de Ruber Cufiño Hernandez y Otros 252.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$38.117.538.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes que se condene a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. por los perjuicios materiales y morales ocasionados por la afectación a la actividad económica de jornaleros de oficios varios en ciclo corto en el área de influencia directa del proyecto hidroeléctrico el Quimbo, y que, con la construcción se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, faltando escuchar interrogatorio a los demandantes y pruebas testimoniales de Enel Colombia S.A. E.S.P., se suspendió y se fijó como fecha para la continuación los días 23 y 24 de enero de 2024. Llegada la fecha se practicaron las pruebas quedando faltantes.

El 26 de noviembre de 2024 se realizó audiencia de pruebas, se resolvió cerrar debate probatorio, la Compañía y demás partes procesales allegaron alegatos de conclusión dentro del término.

El 13 de diciembre de 2024 ingresa al despacho para proferir sentencia de primera instancia. A la fecha no hay movimientos adicionales.

u. Medio de control Acción de Grupo Policarpo Agudelo y Otros (Puente Paso el Colegio).

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$50.000.000.

Objeto del juicio: Se trata de una acción de grupo tramitada por 373 personas naturales habitantes de 5 municipios del Huila (Paicol, Nátaga, La Plata, Tesalia y La Argentina) transportadores, cultivadores de arroz y comerciantes varios, ferreterías, que afirman que la Compañía debe responder por haber generado la socavación de la base del estribo del puente paso del colegio, margen derecha, por los manejos indebidos dados en el aprovechamiento de material de arrastre en la fuente de extracción, área 9 en la confluencia de los ríos Páez y Magdalena, para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, lo cual ocasionó el cierre del puente entre el 8 de agosto de 2011 y el 17 de diciembre de 2012, generando una pérdida de su capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: En trámite de la segunda instancia.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 17 de enero de 2020 fuimos notificados del fallo de primera instancia favorable para Enel Colombia S.A. E.S.P. emitido por el tribunal administrativo del Huila, el argumento del tribunal es que no se logró demostrar que la causa del deterioro del puente fuera consecuencia de la actividad que realizaba la Compañía para la construcción del proyecto.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de marzo de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024 se encuentra en despacho para fallo de segunda instancia.

v. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Jesús Hernán Ramírez Almarío y Otros.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$23.979.939.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados a los demandantes (201) con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva pertenecientes al grupo poblacional de pescadores que ejercían la actividad antes de la ejecución del proyecto el Quimbo.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El día 23 de mayo de 2024 fue la audiencia inicial.

El día 08 de noviembre 2024 se practica audiencia de pruebas y resuelve cerrar debate probatorio. Dentro del término las partes presentan alegatos de conclusión.

El 12 de diciembre de 2024 ingresó al despacho para proferir sentencia de primera instancia. A la fecha no hay movimientos adicionales.

w. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Lorena Amaya Betancourth y Otros.

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Solicitan los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva, pertenecientes al grupo poblacional de jornaleros que ejercían la actividad antes de la ejecución del Proyecto.

Estado actual y situación procesal:

Una vez surtida la etapa probatoria, el 16 de agosto de 2002 se presentaron los alegatos finales y el 1 de septiembre de 2022 ingreso al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa en despacho para sentencia de primera instancia.

x. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$ 132.191.499.

Objeto del juicio: Reclama el demandante que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34, para ser entregados a la Compañía para la prestación del servicio público de energía y que no han sido pagados o reconocidos por la Compañía, por tanto, se está incumpliendo la Resolución CREG 070 de 2008 que refiere a la remuneración por uso de activos, solicitando por ello el pago de daño emergente y lucro cesante.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial.

El 5 de diciembre de 2023 se contestó la demanda.

El 28 de junio de 2024 se resuelve excepciones previas desfavorablemente, en cuanto a la falta de competencia el juzgado determinó que la sociedad tiene carácter de privada por lo cual no aplica el artículo 104 del C.P.A.C.A., frente a la inexistencia del demandado, consideró que la sociedad demandante no cuenta con la inscripción de acta liquidatoria alguna de la personería jurídica, de cara a falta de los requisitos formales consideró que al solicitar medida cautelar no debía agotar la conciliación previa y finalmente para la prescripción consideró que debe ser resuelta como excepción de fondo a resolver en la sentencia. Se presentó recurso de reposición y en subsidio de apelación.

El 19 de diciembre de 2024 corren traslado de las excepciones de mérito presentadas por la Compañía a la parte demandante, el término no ha surtido por vacancia judicial. A la fecha no hay movimientos adicionales.

y. Acción de Grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Objeto del juicio: Se declara a Enel Colombia S.A. E.S.P. y AES Chivor & Cía. S.c.a. E.S.P., como responsables por los perjuicios causados a los accionantes, en razón al desbordamiento del cauce natural del Rio Upía, producidos por inundaciones durante los dos (2) últimos años y en especial a partir de los días 13,14 y 15 de mayo de 2002, como consecuencia del desembalse irregular y no planificado de las represas de Chivor y Guavio propiedad de las empresas demandadas.

Estado actual y situación procesal:

El Juzgado Décimo (10) administrativo de Bogotá, el 4 de octubre de 2023 profirió sentencia de primera instancia siendo favorable para la Compañía, determinando que la prueba allegada y practicada en el proceso no demuestra la existencia de un nexo de causalidad entre la inundación sufrida por los demandantes con el funcionamiento de las hidroeléctricas de Chivor y El Guavio; concretamente, no solo se demostró que no hubo aperturas de las compuertas en las fechas señaladas sino también que existieron causas extrañas que fueron las que, en últimas, generaron las inundaciones aguas abajo en las riberas del Río Upía.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

z. Demanda de Reconvenición dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia S.A. E.S.P. contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$24.547.162.

Objeto del juicio: La Compañía inicia tribunal de Arbitramento contra Mapfre por haber incumplido la oferta mercantil existente para el recaudo, promoción y facturación de seguros, en específico por contactar a los clientes sin que pasaran dos años de terminada, lo cual generó perjuicios para la Compañía. Por su parte, Mapfre demanda en reconvenición y solicita que se declare contractualmente responsable a la Compañía por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo se declare el incumplimiento dentro del desarrollo del contrato y se condene al pago de perjuicios.

Estado actual y situación procesal: Se contestó la demanda, oponiéndose a las pretensiones de esta, se fijó por parte del Tribunal de Arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá, fecha para audiencia de conciliación el 30 de enero de 2024. En esta fecha se llevó a cabo la audiencia de conciliación declarándose fallida ante la falta de fórmulas conciliatorias, por tanto, los árbitros fijaron sus honorarios y el proceso continuará su curso normal.

12 de diciembre de 2024 se profirió por parte del Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá el laudo arbitral dentro del proceso, los principales aspectos son los siguientes:

- El Contrato el 22 de junio de 2021, bajo el Contrato la Compañía debía continuar cumpliendo con su obligación de facturar las primas de los seguros emitidos por Mapfre hasta el 22 de diciembre de 2021.
- Mapfre tenía ciertas obligaciones de suministro de información para calcular la participación de los beneficios por parte de la Compañía y de confidencialidad en el sentido de no usar la base de datos (maestro de clientes) de la Compañía.
- La Compañía estaba en obligación de no propiciar la revocación de los contratos de seguros hasta 22 de junio de 2022. (Las Obligaciones de la Compañía).

Se determinó que Mapfre Seguros de Colombia S.A. incumplió sus obligaciones, pero al no existir una obligación de indemnizar bajo el contrato derivada de esas conductas, no hay lugar a condenar al pago de perjuicios a favor de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Por tal motivo el Laudo condena a la Compañía a pagar a favor de Mapfre Seguros de Colombia S.A. \$2.727.461.

El 19 de diciembre de 2024 se presentó solicitud de aclaración, es importante resaltar que esta solicitud busca aclarar alguna imprecisión, pero no es un recurso y por tal motivo no tiene la potencialidad de controvertir el laudo.

A la fecha no se han resuelto las aclaraciones por parte del Tribunal Arbitral. Una vez sean resueltas la Compañía tiene 10 días hábiles para realizar el pago.

39. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

- a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la Compañía.
- c) Cada gerencia y área corporativa define:
 - i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - ii. Criterios sobre contrapartes.
 - iii. Operadores autorizados.
- d) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- e) Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de la Compañía.

158

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 de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados separado.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. A cierre de diciembre de 2024 la compañía contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por \$400.000.000, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses. La segunda cobertura fue contratada el 10 de octubre de 2024 por \$1.211.157.000, con vencimiento el 15 de octubre de 2025, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR O/N

Tasa de Interés	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/-9,78%	(+/-)\$ 149.523.486	+/-6,6%	(+/-)\$ 116.872.800
IBR	+/-8,44%	(+/-)\$ 519.340.817	+/-7,21%	(+/-)\$ 409.089.346

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años (2022-2024 y 2021-2023 para los cálculos de 2024 y 2023 respectivamente), tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por la Compañía denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional de la Compañía es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente, La Compañía contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares y euros para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad).

A cierre de diciembre de 2024 la Compañía tenía contratadas coberturas netas de tipo de cambio en USD por \$201.128.476, y en EUR por \$4.042.980.

Riesgo de "commodities"

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de "commodities" (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

La Compañía realiza la mayoría de las transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de Liquidez

La Compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Concepto	Corriente			No Corriente				Total No Corriente
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 1.984.237.157	\$ -	\$ 1.984.237.157	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	354.789.616	1.520.148.340	1.874.937.956	3.497.383.410	2.450.921.408	3.080.052.776	-	9.028.357.594
Bonos Emitidos (capital + intereses)	36.786.294	841.851.409	878.637.703	378.982.958	463.841.784	334.015.625	-	1.176.840.367
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes (Capital)	41.379.364	105.238.155	146.617.519	-	-	21.087.548	-	21.087.548
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	11.856.347	16.900.638	28.756.985	67.714.528	49.035.093	71.038.952	50.084.864	237.873.437
Total	\$ 2.429.048.778	\$ 2.484.138.542	\$ 4.913.187.320	\$ 3.944.080.896	\$ 2.963.798.285	\$ 3.506.194.901	\$ 50.084.864	\$ 10.464.158.946

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito mediante políticas y procedimientos establecidos.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en la Compañía es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo, la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Para mitigar riesgos significativos de impagos en el negocio eléctrico, desplegamos un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la suspensión del servicio eléctrico y la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico a la evolución de la cartera y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para la Compañía.

Para mitigar riesgos significativos de crédito e impagos en cartera comercial, se realiza un análisis crediticio de las solicitudes de financiación sobre PSVAs y se solicita la constitución de garantías en cada negocio. La Compañía despliega un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico al desempeño del crédito y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para la Compañía.

160

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles de la Compañía (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por la Compañía.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser el grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch.

Las siguientes reglas aplican para determinar la calificación otorgada a las contrapartes:

- Si la contraparte cuenta con una sola calificación se elige esta misma.
- Si la contraparte cuenta con dos calificaciones, se toma la mejor calificación de las dos disponibles.
- Si la contraparte cuenta con más de dos calificaciones, se toma la segunda mejor calificación disponible.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

Seguridad: Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

Liquidez: Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

Rentabilidad: Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

Diversificación: Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

Transparencia: Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

La Compañía adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.
- b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.
- c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el nocional de la partida cubierta y el nocional del instrumento de cobertura, es la misma que la Compañía utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

40. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 2024, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 10,8 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

A su vez, en lo corrido del año al 31 de diciembre de 2024 se liquidaron 77,76 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre 2024 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$999.212 los cuales están a disposición de la compañía, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, la Compañía, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P. cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 31 de diciembre de 2024 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Al 31 de diciembre 2024 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio \$	(653.915)	16
Total	\$	(653.915)	16

41. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre 2024:

	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.011.419.552	\$ 2.018.745.041
Total de activos	\$ 2.011.419.552	\$ 2.018.745.041
Pasivos financieros (2)		
Préstamos bancarios	\$ 8.095.165.099	\$ 8.468.550.901
Bonos emitidos	1.745.170.339	1.738.724.891
Obligaciones por leasing	240.939.672	209.944.804
Total de pasivos	\$ 10.081.275.110	\$ 10.417.220.596
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 40.226.437	\$ 95.040.110
Total de activos no financieros	\$ 40.226.437	\$ 95.040.110

162

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2023:

	Valor en libros	Valores razonables
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.449.099.302	\$ 2.452.256.657
Total de activos	\$ 2.449.099.302	\$ 2.452.256.657
Pasivos financieros (2)		
Préstamos Bancarios	\$ 6.635.299.682	\$ 7.473.076.071
Bonos emitidos	2.450.471.339	2.514.682.617
Obligaciones por leasing	221.210.897	214.981.945
Total de pasivos	\$ 9.306.981.918	\$ 10.202.740.633
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801

(1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre 2024, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no presenta en su estado de situación financiera activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

(3) Al 31 de diciembre de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$95.040.110 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO2 de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO2 de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$16.485.062 y 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO2 por \$23.674.181, 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO2 por 16.719.309 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Darío Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por (\$54.823.673). (Ver Nota 9).

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre, la Compañía mantiene en su estado de situación financiera separado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

A 31 de diciembre de 2024:

Activos financieros	Nivel 3
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez	\$ 162.299
	Nivel2
Instrumentos derivados (ver nota 5)	\$ 50.385.716
	Nivel 3
Pasivos financieros (2)	
Instrumentos derivados (ver nota 5)	\$ 2.832.573

A 31 de diciembre de 2023:

Activos financieros	Nivel 3
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez	\$ 198.656
	Nivel2
Instrumentos derivados (ver nota 5)	\$ 2.294.698
	Nivel 3
Pasivos financieros (2)	
Instrumentos derivados (ver nota 15)	\$ 76.927.698

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación de la Compañía en el patrimonio de Derivex, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

42. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Activos Financieros				
Costo Amortizado				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 1.960.126.018	\$ 51.293.534	\$ 2.394.965.018	\$ 54.134.284
Efectivo y equivalentes al efectivo	897.063.334	-	1.437.701.171	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	22.390.355	-	14.054.079	-
Otros activos financieros	25.278.245	-	13.431.972	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 2.904.857.952	\$ 51.293.534	\$ 3.860.152.240	\$ 54.134.284
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	2.545.921	162.299	3.693.337	198.656
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 2.545.921	\$ 162.299	\$ 3.693.337	\$ 198.656
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	50.385.716	18.716.231	2.294.698	30.057.440
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231	\$ 2.294.698	\$ 30.057.440
Pasivos Financieros				
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 2.033.705.965	\$ 8.047.569.145	\$ 2.097.418.166	\$ 7.209.563.752
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.984.237.157	-	2.756.987.272	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	146.617.519	21.087.548	118.805.908	23.696.248
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 4.164.560.641	\$ 8.068.656.693	\$ 4.973.211.346	\$ 7.233.260.000
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	2.832.573	-	76.927.698	1.256.036
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 2.832.573	\$ -	\$ 76.927.698	\$ 1.256.036

164

43. Segmentos de operación

La Compañía se ha organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios de la Compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el Comité de Dirección y la Junta Directiva de la Compañía, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, la Compañía ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	<ul style="list-style-type: none"> Generación de energía, y Comercialización de gas Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> Distribución y comercialización de Energía Servicio de alumbrado público (infraestructura) y Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales de la Compañía descritas en el capítulo correspondiente.

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo enero – diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 6.805.526.713	\$ 8.660.417.852	\$ -	\$ 15.465.944.565
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	700.592.820	235.345.462	(935.938.282)	-
Ingresos de actividades ordinarias	7.506.119.533	8.895.763.314	(935.938.282)	15.465.944.565
Aprovisionamientos y servicios	(4.870.302.144)	(5.179.192.200)	935.938.282	(9.113.556.062)
Depreciación y amortización	(311.108.482)	(615.699.424)	-	(926.807.906)
Gastos de personal	(211.683.524)	(305.950.198)	-	(517.633.722)
Otros ingresos (costos)	(283.108.120)	(204.229.403)	-	(487.337.523)
Ingresos por intereses	42.512.263	137.983.026	-	180.495.289
Gastos por intereses	(512.019.683)	(633.498.990)	-	(1.145.518.673)
Diferencias en cambio	(17.053.209)	(6.829.613)	-	(23.882.822)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	195.946.493	(9.830.356)	-	186.116.137
Resultados en venta y disposición de activos	(2.135.340)	(14.609.115)	-	(16.744.455)
Otros rubros no monetarios:	(209.200.844)	(64.439.340)	-	(273.640.184)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(209.200.844)	(64.439.340)	-	(273.640.184)
Utilidad antes de impuestos	1.327.966.943	1.999.467.701	-	3.327.434.644
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(361.821.907)	(713.676.569)	-	(1.075.498.476)
Utilidad neta	\$ 966.145.036	\$ 1.285.791.132	\$ -	\$ 2.251.936.168

Resultados por segmentos para el periodo enero – diciembre de 2023	Segmentos al 31 de diciembre 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 6.699.854.058	\$ 8.473.157.736	\$ -	\$ 15.173.011.794
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	685.489.219	237.275.590	(922.764.809)	-
Ingresos de actividades ordinarias	7.385.343.277	8.710.433.326	(922.764.809)	15.173.011.794
Aprovisionamientos y servicios	(3.738.720.736)	(5.345.819.520)	922.764.809	(8.161.775.447)
Depreciación y amortización	(283.203.319)	(543.437.833)	-	(826.641.152)
Gastos de personal	(202.290.448)	(290.732.349)	-	(493.022.797)
Otros ingresos (costos)	(153.313.283)	(190.309.928)	-	(343.623.211)
Ingresos por intereses	53.536.851	212.723.123	-	266.259.974
Gastos por intereses	(562.809.023)	(576.535.472)	-	(1.139.344.495)
Diferencias en cambio	10.888.528	10.015.131	-	20.903.659
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	(195.483.837)	(16.348.671)	-	(211.832.508)
Resultados en venta y disposición de activos	23.929.197	(7.689.520)	-	16.239.677
Otros rubros no monetarios:	(607.947.025)	(46.614.292)	-	(654.561.317)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(607.947.025)	(46.614.292)	-	(654.561.317)
Utilidad antes de impuestos	1.729.930.182	1.915.683.995	-	3.645.614.177
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.028.442.631)	(685.550.356)	-	(1.713.992.987)
Utilidad neta	\$ 701.487.551	\$ 1.230.133.639	\$ -	\$ 1.931.621.190

Posición financiera por segmentos al
31 de diciembre de 2024

Posición financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre 2024		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 13.652.034.627	\$ 6.744.320.479	\$ 20.396.355.106
Activos Intangibles	314.733.684	318.659.828	633.393.512
Cuentas por cobrar	610.851.794	1.422.958.113	2.033.809.907
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.454.688.103	48.816.932	3.503.505.035
Otros Activos	807.717.905	1.294.168.775	2.101.886.680
Total Activos Operativos	18.840.026.113	9.828.924.127	28.668.950.240
Otros pasivos financieros	4.947.493.814	5.136.613.869	10.084.107.683
Cuentas por pagar	1.312.947.146	838.995.078	2.151.942.224
Provisiones	910.849.296	56.469.981	967.319.277
Otros Pasivos	775.449.887	485.153.174	1.260.603.061
Total Pasivos Operativos	\$ 7.946.740.143	\$ 6.517.232.102	\$ 14.463.972.245

Posición financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2023	Segmentos al 31 de diciembre 2023		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 11.018.012.961	\$ 7.531.680.709	\$ 18.549.693.670
Activos Intangibles	340.179.413	446.870.619	787.050.032
Cuentas por cobrar	560.804.447	1.902.348.933	2.463.153.380
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.969.341.774	65.994.422	3.035.336.196
Otros Activos	1.542.558.728	1.158.407.292	2.700.966.020
Total Activos Operativos	16.430.897.323	11.105.301.975	27.536.199.298
Otros pasivos financieros	3.978.550.159	5.406.615.493	9.385.165.652
Cuentas por pagar	1.078.785.881	1.820.703.547	2.899.489.428
Provisiones	371.764.278	49.321.035	421.085.313
Otros Pasivos	953.929.196	747.472.277	1.701.401.473
Total Pasivos Operativos	\$ 6.383.029.514	\$ 8.024.112.352	\$ 14.407.141.866

44. Temas Relevantes

Autorización construcción y puesta en servicios Parque Solar Guayepo III

El 12 de enero de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., autorizó la construcción y puesta en servicio del parque solar Guayepo III, así como la suscripción y ejecución de todos los documentos y actos necesarios para tal fin, incluyendo la adquisición del cien por ciento (100%) de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

El 5 de agosto de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. adquirió el 100% de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

Proceso de enajenación voluntaria Ruta 40

En el marco del proceso de enajenación voluntaria acordado con la ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de \$7.878.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P., ubicada de forma paralela a la vía en construcción y el otorgamiento de una servidumbre.

Mediante la escritura pública No.3310 del 6 de noviembre de 2024, se formalizó la enajenación de un área parcial de 28.835,46 m² a favor de la Agencia Nacional de Infraestructura-ANI, por un valor de \$8.444.027. Adicionalmente, mediante escritura pública No.3010 del 6 de noviembre de 2024 se otorgó servidumbre de tránsito sobre un área de terreno de 5.906,25 m² a favor del mismo tercero, por un valor de \$2.810.363; de estos montos se encuentran pendientes de pago por parte de la Agencia Nacional de Infraestructura-ANI \$984.921, pago que se encuentra previsto con el registro correspondiente de la escritura pública.

Entrada en Operación Comercial Parque Solar La Loma

El 13 de febrero de 2024, se realizó la inauguración del Parque Solar La Loma, la planta de generación con energía solar más grande del país conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir de esta fecha esta planta generará 420 GWh/año.

Subasta de Cargo por Confiabilidad

La Compañía, participó en la subasta de cargo por confiabilidad para la vigencia 2027-2028, con el portafolio de plantas existentes y con 6 proyectos nuevos de generación (Fundación, Guayepo III, Atlántico, Valledupar, Chinú y Sahagún). El resultado para la Compañía fue la adjudicación de 12.157 GWh/año en obligaciones de energía firme, por un plazo hasta por 20 años exceptuando el caso del proyecto Fundación que al estar en construcción será de 10 años.

Novedades de la Alta Gerencia y Comité de Auditoría

El 21 de marzo de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., nombró los siguientes miembros del Comité de Auditoría:

Principal	Suplente
Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Juan Ricardo Ortega	Andres Baracaldo Sarmiento
Carolina Soto Losada	Rutty Paola Ortiz Jara
Astrid Martinez Ortiz	Mario Trujillo Hernandez

Novedades de los directores y miembros de la Alta Gerencia

Adicionalmente, el 21 de marzo de 2024, la Junta Directiva: i) designó al señor Francesco Bertoli como Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P., a partir del 1 de abril de 2024, y ii) aceptó la renuncia del señor Luciano Tommasi como Gerente General con efectos a partir del 31 de marzo de 2024.

Tramo de Bonos Ordinarios

El 4 de abril de 2024, quedó en firme la Resolución No. 0393 del 28 de febrero de 2024, mediante la cual, se cancela la inscripción en el RNVE del Octavo Tramo de Bonos Ordinarios que estaba a cargo de Codensa S.A. E.S.P., y que fue trasladado a la Compañía, en virtud del perfeccionamiento del proceso de fusión por absorción, por valor de 195.000 millones de pesos. Lo anterior no representa impacto financiero para la Compañía.

Aprobación del proyecto solar Atlántico Photovoltaic

El 2 de mayo de 2024 en el Global Investment Committee, y el 6 de mayo en la Junta Directiva, fue aprobada la construcción del proyecto Atlántico, con una capacidad de 256MWp. La inversión en este proyecto es por un valor total aproximado de 199,4 MUSD (0.78 MUSD/MWp).

167

Medidas Gubernamentales para mitigar un riesgo de racionamiento por el fenómeno del niño

Debido a que el fenómeno del niño se extendió más tiempo del previsto inicialmente, el gobierno nacional se vio en la necesidad de implementar diversas medidas transitorias para mitigar un riesgo de racionamiento en caso de que el periodo seco se extendiera aún más, como las siguientes:

- Resolución Ministerio de Minas y Energía (MME) 40116 (2 de abril de 2024): medidas transitorias para el abastecimiento de la demanda debido a condiciones energéticas del verano 2023 – 2024 (Meta Térmica).
- Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 101-038 (15 de abril de 2024): medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores.
- Resolución CREG 101-041 (20 de abril de 2024): mediante la cual establece medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24.
- Circular MME 40017 (20 de abril de 2024): mediante la cual esta cartera anuncia su decisión de prorrogar hasta el 31 de mayo de 2024 las medidas dispuestas por la Resolución 40116 de 2024.
- Adicionalmente, la CREG expidió la Resolución 701038 de 2024 mediante la cual se propone la nueva metodología de comercialización. De acuerdo con la agenda regulatoria de la CREG para el año 2025, se espera que la nueva metodología de comercialización sea expedida de manera definitiva en el primer trimestre de 2025.

Estas medidas han tenido algunos impactos negativos en los ingresos operativos del mes abril, sin representar pérdidas o riesgos para la viabilidad financiera de la Compañía. Al empezar la temporada de lluvias y por tratarse de medidas transitorias no se espera un impacto futuro, por lo que después de superada la situación hay una señal de tranquilidad para el sector.

Nuevas normas Regulatorias y legales

El 2 de julio de 2024, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME 40225 de 2024 la cual tiene como objetivo reducir las tarifas de energía eléctrica en el país y establece lineamientos generales para renegociar los contratos de energía entre agentes; la CREG debe expedir normatividad de aplicación y metas. Se pueden presentar posibles impactos en el futuro en caso de decidir renegociar.

Pago de Dividendos

El 29 de julio de 2024, la Compañía pagó la primera cuota de los dividendos ordinarios decretados correspondientes al resultado de 2023.

Disolución y liquidación Enel X Way Colombia S.A.S.

El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S., sociedad que tiene por objeto social realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta, adquisición, importación y exportación, desarrollo, explotación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga eléctrica.

Contrato de crédito Investment European Bank (IEB)

Enel Colombia S.A. E.S.P., informa que el día 10 de octubre de 2024 suscribió un contrato de crédito con Investment European Bank (IEB) por un monto de hasta USD 300 millones equivalentes en COP. El crédito está respaldado parcialmente con una garantía de SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado durante un periodo de 1 año a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos se destinarán a financiar la construcción del Parque Solar Guayepo I y II, así como a fortalecer y desarrollar el negocio de distribución mediante proyectos de modernización, resiliencia y fortalecimiento de la red, además de la interconexión y expansión de esta, promoviendo también la integración de nuevos clientes, energías renovables y soluciones de movilidad eléctrica. El contrato incluye los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiación, que podrían derivar en la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato de crédito no incluye mecanismos de repetición frente a terceros.

Estatuto de desabastecimiento a nivel nacional

A partir del 30 de septiembre de 2024, se declaró en riesgo el sistema eléctrico colombiano, atendiendo a los parámetros establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014, con lo que se activó el estatuto de riesgo de desabastecimiento por primera vez desde su creación en el año 2014, esto como consecuencia de que el país se encuentra atravesando por el mínimo histórico en materia de aportes hidrológicos.

El Estatuto tiene como objetivo garantizar la seguridad del sistema eléctrico para enfrentar un futuro verano entre enero y abril de 2025, con lo cual se preserva el nivel de embalse agregado, limitando la capacidad de generación de plantas hidráulicas en condiciones normales y priorizando el despacho termoeléctrico. Esta situación tendrá impactos en la operación de todas las empresas del sector eléctrico colombiano, por la intervención en la generación real y en los precios. En el caso de Enel Colombia S.A. E.S.P., este evento impactó los resultados del último trimestre del año. Cabe mencionar, que el mecanismo prevé la recuperación económica del impacto en los meses siguientes a la finalización de la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento. Posterior a la Resolución CREG 101-063 de noviembre de 2024, el 20 de noviembre de 2024 fue el último día en que se aplicó el mecanismo de aseguramiento de la confiabilidad previsto por el estatuto de desabastecimiento a nivel nacional.

Nulidad de creación Operadora Distrital de Transporte S.A.S.

El 23 de octubre de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió sentencia de segunda instancia dentro del proceso acumulado, confirmando la sentencia de primera instancia que declaró la nulidad del artículo 91 del Acuerdo 761 de 2020, que autorizaba la creación de la Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita".

En virtud de la declaratoria de nulidad del acto de creación de "La Rolita", Transmilenio S.A. y el Distrito Capital deberán subsanar el vicio del acto de creación ante el Concejo de Bogotá, a través de la presentación de un proyecto de Acuerdo Distrital al que se acompañen los correspondientes estudios demostrativos y demás requisitos de conformidad con la normativa aplicable vigente.

45. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2024 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No. 85 del 25 de febrero de 2025 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No. 551 del 27 de febrero de 2025, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

46. Eventos Subsecuentes

Constitución sociedad Wind Autogeneración S.A.S.

El 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., cuyo objeto es el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para la autogeneración y/o producción marginal de energía para su propio consumo, ya sea en el sitio de producción y/o sitios distintos a los de la producción o implementar el consumo de sus vinculados en sitios distintos a los de la producción, de conformidad con lo previsto en el decreto 1403 del 22 de noviembre de 2024, así como las normas que lo complementen, sustituyan o modifiquen.

enel