

**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)

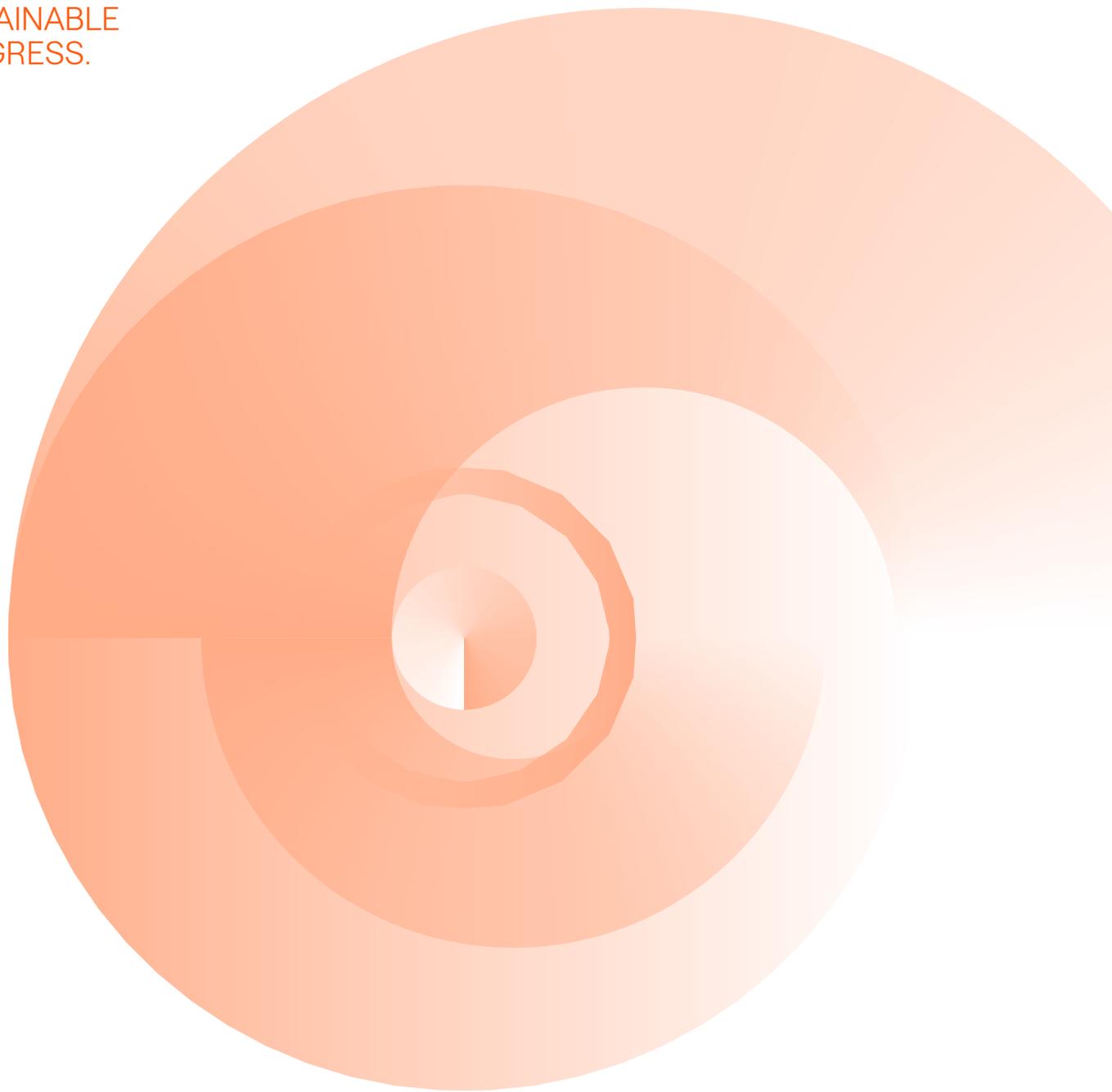
Con el Informe del Revisor Fiscal

The Enel logo, consisting of the word "enel" in a lowercase, sans-serif font. The letter "e" is stylized with a horizontal bar that extends to the right and then curves downwards. The "n" and "l" are simple, blocky letters. The "e" and "n" are connected at the top.



**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)

Con el Informe del Revisor Fiscal

INFORME DEL REVISOR FISCAL

Señores Accionistas

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa 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. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) (la Compañía), los cuales comprenden el estado separado de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 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 significativas 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 no consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2022, los resultados no consolidados de sus operaciones y sus flujos no consolidados 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.

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.

Asunto clave de auditoría

Asuntos clave de auditoría son aquellos que, según mi juicio profesional, fueron de la mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros separados del período corriente. Este asunto fue abordado en el contexto de mi auditoría de los estados financieros separados como un todo y al formarme mi opinión al respecto, y no proporciono una opinión separada sobre estos asuntos.

**Estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada
(Ver Nota 2.5 a los estados financieros separados)**

Asunto clave de Auditoría

Cómo fue abordado en la auditoría

La Compañía ha establecido un procedimiento para el reconocimiento de ingresos estimados al cierre de cada mes, asociados a la venta de energía entregada y no facturada en los mercados mayorista y no regulado en relación con la generación y distribución de energía al cierre de cada mes, cuya facturación es realizada en el mes siguiente. Al cierre de diciembre de 2022 los ingresos estimados no facturados reconocidos por la Compañía en relación con generación y distribución ascienden a \$380.965 millones y \$319.454 millones, respectivamente.

Consideré la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada como un asunto clave de auditoría, debido a la significancia de las variables incorporadas en la determinación de este ingreso, especialmente con respecto a:

- Generación y Renovables: a) la cantidad de energía consumida calculada con base en el histórico de los consumos promedio de los últimos meses o la curva típica de consumos, dependiendo del tipo de cliente y b) los precios pactados con los clientes, que para el mercado mayorista y para el mercado no regulado corresponden al Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC).
- Distribución: a) la cantidad de energía estimada tomando como base la lectura de los ciclos del mes anterior, el factor estacional y los días pendientes por facturar, y b) los precios establecidos de acuerdo con el nivel de tensión y estrato socioeconómico.

Mis procedimientos de auditoría para evaluar la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada incluyeron, entre otros, los siguientes:

Generación y Renovables:

- Evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de ciertos controles internos establecidos por la Compañía, para la estimación del ingreso, tales como: 1) la revisión de consumos mensuales base para el cálculo de la estimación por cliente y contrato; 2) la revisión y aprobación de las variables del precio que se incorporan en los acuerdos contractuales de cada cliente (IPP e IPC); 3) la preparación, revisión y aprobación del ingreso estimado al cierre de cada mes; y 4) comparación de la estimación del ingreso con la facturación final, incluida la validación de las variables incorporadas para el proceso de estimación del ingreso de la energía entregada y no facturada.
- Para una selección de contratos se realizó la comparación del Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizados para la estimación del ingreso al cierre del año frente al dato real del mes publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, para identificar posibles desviaciones y la justificación por parte de la Compañía sobre las mismas.
- Comparación del consumo utilizado en la estimación versus la información reportada por el operador y administrador del mercado eléctrico colombiano (XM) y los contratos del Mercado Mayorista.
- Recálculo del ingreso estimado al cierre del año.
- Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones.
- Análisis de la antigüedad de la cartera originada en el reconocimiento de la energía entregada y no facturada.

Distribución:

- Involucramiento de profesionales con experiencia y conocimiento en la evaluación de tecnología de la información, que me asistieron en la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de controles internos automáticos establecidos por la Compañía para la determinación de la estimación de los ingresos no facturados al cierre del mes. Esto incluyó la evaluación de ciertos controles asociados con las cantidades históricas y los precios de la energía consumida, tales como: 1) revisión, aprobación e inclusión del calendario de facturación en el sistema comercial; 2) recálculos independientes sobre las tarifas y su inclusión en el sistema comercial, de conformidad con los precios establecidos por la CREG por niveles de tensión y estrato socioeconómico; 3) interfaces entre los sistemas que capturan las lecturas de los medidores (TPL) al sistema comercial; 4) cálculo y revisión del factor estacional; 5) preparación, revisión, registro y comparación del ingreso estimado versus el real; y 6) accesos a realizar cambios en el sistema comercial.
- Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones.
- Comparación mes a mes de las tarifas por estrato socioeconómico para determinar posibles variaciones significativas y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones.
- Para una selección de facturas emitidas durante el año, realicé una verificación de los precios facturados, del consumo real y del recaudo relacionado.

Otros asuntos

Los estados financieros separados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2021 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por mí y en mi informe de fecha 23 de febrero de 2022, 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.

- Evaluó 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.

A partir de los asuntos comunicados con los encargados del gobierno corporativo, determino los asuntos que fueron de la mayor importancia en la auditoría de los estados financieros separados del período actual y, por lo tanto, son los asuntos clave de auditoría. Describo estos asuntos en mi informe del revisor fiscal a menos que la ley o regulación impida la divulgación pública sobre el asunto o cuando, en circunstancias extremadamente excepcionales, determino que un asunto no debe ser comunicado en mi informe porque las consecuencias adversas de hacerlo serían razonablemente mayores que los beneficios al interés público de tal comunicación.

Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto durante 2022:

- 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 1º) y 3º) del artículo 209 del Código de Comercio, relacionadas con la evaluación de si los actos de los administradores de la Sociedad 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 Sociedad o de terceros que estén en su poder, emití un informe separado de fecha 24 de febrero de 2023.



Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
(antes Emgesa S.A. E.S.P.)
T.P. 177728 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

24 de febrero de 2023

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. (antes Emgesa 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 la Compañía en adelante "la Sociedad" al 31 de diciembre de 2022, 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 Sociedad 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 Sociedad o de terceros que estén en su poder.

Responsabilidad de la administración

La administración de la Sociedad 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 Sociedad 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 en 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 Sociedad 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 Sociedad o de terceros que estén en su poder y reportar al respecto en la forma de una conclusión de seguridad razonable independiente basado en la evidencia obtenida. Efectué mis procedimientos de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos para Atestiguar 3000 (Revisada) aceptada en Colombia (International Standard on Assurance Engagements – ISAE 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 Sociedad 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 en 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 Sociedad, 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 Sociedad 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 en 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 2022. 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 Sociedad 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 en 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 Sociedad.
- 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 Sociedad 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 Sociedad 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 en 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 Sociedad, 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.
- Seguimiento a los asuntos incluidos en las cartas de recomendación que emití con relación a las deficiencias en el control interno consideradas no significativas.

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 Sociedad, 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 en 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 Sociedad 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 en la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.



Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
(antes Emgesa S.A. E.S.P.)
T.P. 177728 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

24 de febrero de 2023

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)
Estado de Situación Financiera Separado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021)

(En miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
ACTIVO			
Activo Corriente:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 778.874.295 \$	211.368.752
Otros activos financieros	5	167.503.746	12.765.018
Otros activos no financieros	6	41.335.368	33.932.331
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	1.637.471.435	292.364.482
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	622.875.651	18.351.128
Inventarios, neto	9	433.203.351	94.157.639
Activos mantenidos para la venta	10	44.579.938	-
Activos por impuestos de renta	11	5.842.707	2.420.336
Total activo corriente		\$ 3.731.686.491 \$	665.359.686
Activo No Corriente:			
Otros activos financieros	5	68.198.935	481.721
Otros activos no financieros	6	155.160.879	28.364.465
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	58.016.906	15.494.296
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	4.490.467.911	9.439.165
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	790.755.191	179.399.291
Propiedades, planta y equipo, neto	14	17.766.782.288	8.137.844.703
Total activo no corriente		\$ 23.329.382.110 \$	8.371.023.641
Total Activo		\$ 27.061.068.601 \$	9.036.383.327
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente:			
Pasivos financieros	15	\$ 1.528.724.711 \$	632.995.321
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	16	1.766.497.053	299.977.613
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	220.839.398	45.442.837
Provisiones	17	240.450.528	79.148.948
Pasivos por impuestos	18	757.200.199	276.650.021
Pasivos no financieros	19	296.820.223	145.403.686
Provisiones por beneficios a los empleados	20	123.678.198	39.827.607
Total pasivo corriente		\$ 4.934.210.310 \$	1.519.446.033
Pasivo no corriente:			
Pasivos financieros	15	5.868.531.265	1.771.817.266
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	16	23.418.755	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	18.690.829	-
Provisiones	17	296.161.344	249.309.459
Provisiones por beneficios a los empleados	20	367.835.139	76.236.137
Pasivo por impuestos diferidos	21	380.289.561	317.707.109
Total pasivo no corriente		\$ 6.954.926.893 \$	2.415.069.971
Total pasivo		\$ 11.889.137.203 \$	3.934.516.004

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)
Estado de Situación Financiera Separado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021)

(En miles de pesos)

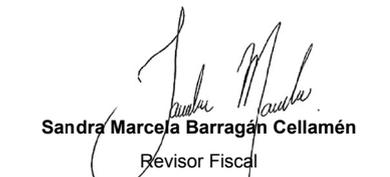
	Nota	AI 31 de diciembre de 2022	AI 31 de diciembre de 2021
Patrimonio			
Capital emitido	22 \$	655.222.313 \$	655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	-
Otras reservas		1.882.254.998	542.975.682
Costos de capital		(6.508.367)	-
Otro resultado integral (ORI)		1.080.945.992	(18.019.694)
<i>Utilidad del periodo</i>		2.859.963.898	1.712.321.388
<i>Utilidades retenidas</i>		392.697.042	615.482.071
<i>Pérdidas retenidas</i>		(258.367.060)	-
<i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>		3.267.493.838	1.480.629.747
<i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i>		(263.850.751)	-
Ganancias acumuladas		5.997.936.967	3.808.433.206
Total Patrimonio		\$ 15.171.931.398 \$	5.101.867.323
Total pasivo y patrimonio		\$ 27.061.068.601 \$	9.036.383.327

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 tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marceja Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)
Estado de Resultados, por Naturaleza, Separado
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)

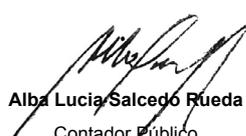
(En miles de pesos, excepto la utilidad por acción)

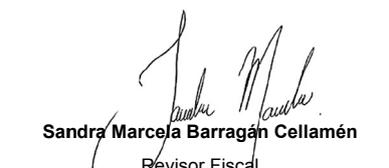
	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 10.878.131.155	\$ 4.722.685.057
Otros ingresos de operación	23	57.071.020	3.914.790
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos por operación		10.935.202.175	4.726.599.847
Aprovisionamientos y servicios	24	(4.603.013.430)	(1.531.514.275)
Margen de contribución		\$ 6.332.188.745	\$ 3.195.085.572
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		115.490.616	9.712.839
Gastos de personal	25	(392.603.347)	(107.771.244)
Otros gastos fijos de operación	26	(492.610.321)	(142.071.486)
Resultado bruto de Operación		5.562.465.693	2.954.955.681
Gastos por depreciación y amortización	27	(710.641.350)	(246.442.689)
Pérdidas por deterioro	28	(365.916.449)	(4.807.677)
Resultado de Operación		4.485.907.894	2.703.705.315
Ingresos financieros		271.998.651	11.063.566
Gastos financieros		(723.308.108)	(182.295.033)
Diferencias en cambio		(117.724.850)	(5.082.019)
Resultado financiero	29	(569.034.307)	(176.313.486)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	30	337.047.738	883.534
Resultados en venta y disposición de activos	31	1.367.860	(1.637.912)
Resultados antes de impuestos		4.255.289.185	2.526.637.451
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(1.395.325.287)	(814.316.063)
Utilidad del periodo		\$ 2.859.963.898	\$ 1.712.321.388
Ganancia por acción básica	33	19.205	11.437
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.914.162

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 tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)
Estado del Otro Resultado Integral Separado
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)

(En miles de pesos)

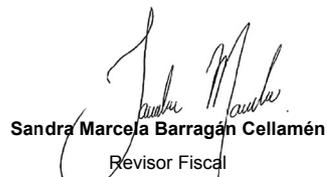
Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Utilidad del Ejercicio	\$ 2.859.963.898	\$ 1.712.321.388
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancia (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	241.892	(35.329)
Pérdidas (ganancia) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(40.824.175)	14.150.443
Conversión Método de Participación	801.814.678	-
Efecto fusión Enel Colombia - (pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(28.741)	-
Efecto fusión Enel Colombia - (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(79.996.688)	-
Efecto fusión Enel Colombia - Efecto conversión moneda presentación	268.764.068	-
Otro resultado del ejercicio, antes de impuestos	949.971.034	14.115.114
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	232.471.931	4.311.953
Efecto fusión - Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	171.902.542	-
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	404.374.473	4.311.953
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	8.623.854	(3.841.325)
Efecto usión Enel Colombia - Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	15.281.807	-
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados	(151.255.493)	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(127.349.832)	(3.841.325)
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	(76.489.244)	(1.439.523)
Efecto fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(51.540.745)	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	(128.029.989)	(1.439.523)
Total otro resultado integral	34 1.098.965.686	13.146.219
Resultado Integral Total	\$ 3.958.929.584	\$ 1.725.467.607

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 tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)
Estado de Cambios en el Patrimonio Separado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)

(En miles de pesos)

	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 01-01-2021	\$ 655.222.313	\$ -	\$ 113.255.816	\$ -	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 223.904.394	\$ -	\$ 551.693.678	\$ (419.514)	\$ (30.746.399)	\$ -	\$ (31.165.913)	\$ 3.866.430.791	\$ 5.155.436.685
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.712.321.388	1.712.321.388
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.837.101	10.309.118	-	13.146.219	-	13.146.219
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.837.101	10.309.118	-	13.146.219	1.712.321.388	1.725.467.607
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.779.036.969)	(1.779.036.969)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	(8.717.996)	-	(8.717.996)	-	-	-	-	8.717.996	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(8.717.996)	-	(8.717.996)	2.837.101	10.309.118	-	13.146.219	(57.997.585)	(53.569.362)
Patrimonio Final al 31-12-2021	\$ 655.222.313	\$ -	\$ 113.255.816	\$ -	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 215.186.398	\$ -	\$ 542.975.682	\$ 2.417.587	\$ (20.437.281)	\$ -	\$ (18.019.694)	\$ 3.808.433.206	\$ 5.101.867.323
Patrimonio Inicial al 01-01-2022	\$ 655.222.313	\$ -	\$ 113.255.816	\$ -	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 215.186.398	\$ -	\$ 542.975.682	\$ 2.417.587	\$ (20.437.281)	\$ -	\$ (18.019.694)	\$ 3.808.433.206	\$ 5.101.867.323
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.859.963.898	2.859.963.898
Incrementos (disminuciones) fusión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.333.056	(64.714.881)	268.764.068	324.382.243	-	324.382.243
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156.224.580	(32.200.322)	650.559.185	774.583.443	-	774.583.443
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	276.557.636	(96.915.203)	919.323.253	1.098.965.686	2.859.963.898	3.958.929.584
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.476.239.985)	(3.476.239.985)
Incrementos (disminuciones) fusión	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	189.950.866	1.146.052.277	1.362.457.624	-	-	-	-	2.782.601.540	9.587.374.476
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	(23.178.308)	-	(23.178.308)	-	-	-	-	23.178.308	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	166.772.558	1.146.052.277	1.339.279.316	276.557.636	(96.915.203)	919.323.253	1.098.965.686	2.189.503.761	10.070.064.075
Patrimonio Final al 31-12-2022	\$ 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

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 tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marceja Barragan Cellamen
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)
Estado de Flujos de Efectivo, Separado, Método Directo
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)

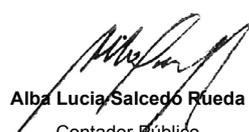
(En miles de pesos)

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 10.416.435.489	\$ 4.680.492.011
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	189.449.806	102.805.691
Otros cobros por actividades de operación	2.198.967.051	-
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:	-	-
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(4.592.171.007)	(1.634.065.037)
<i>Pagos v/o por cuenta de los empleados</i>	(258.832.006)	(107.037.584)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(48.548.477)	(25.468.313)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(1.908.332.233)	(9.519.371)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	5.996.968.623	3.007.207.397
Impuestos a las ganancias pagados	(1.091.508.672)	(673.206.045)
Otras salidas de efectivo	(144.916.603)	(44.076.770)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	4.760.543.348	2.289.924.582
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión:		
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	(4.386.800)	-
Otros pagos para adquirir certificados de depósito a término	-	(105.000.000)
Otros cobros por la venta de certificados de depósito a término	-	105.000.000
Préstamos a entidades relacionadas	(500.783.648)	-
Compras de propiedades, planta y equipo e Intangibles	(2.382.616.010)	(304.683.511)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(57.457.044)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	196.993.915	-
Cobros a entidades relacionadas	22.711.432	-
Dividendos recibidos	434.891.969	-
Intereses recibidos actividades de inversión	71.568.611	6.292.567
Entrada de efectivo proceso fusión	379.726.671	-
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(1.839.350.904)	(298.390.944)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación:		
Importes procedentes de la emisión de acciones	1.136.250.000	-
Importes procedentes de préstamos	2.171.594.344	1.144.525.658
Préstamos de entidades relacionadas	-	45.000.000
Reembolsos de préstamos	(1.585.429.321)	(1.520.865.658)
Dividendos pagados accionistas	(3.476.167.213)	(1.994.439.875)
Intereses pagados financiación	(570.873.931)	(224.670.935)
Intereses pagados por arrendamientos operativos (NIIF16)	(16.567.465)	(359.381)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	-	(48.398)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(18.887.634)	(5.922.715)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	-	(45.000.000)
Otras salidas de efectivo financiación	6.394.319	1.880.632
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(2.353.686.901)	(2.599.900.672)
Incremento (disminución) neta de efectivo y equivalentes al efectivo	567.505.543	(608.367.034)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	211.368.752	819.735.786
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	\$ 778.874.295	\$ 211.368.752

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 tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)



Contenido

1.	Información General	19
1.1.	Ente económico	19
1.2.	Comercialización de Gas	20
1.3.	Contratos de colaboración empresarial	20
1.4.	Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y ESSA 2 SpA	21
1.5.	Marco legal y regulatorio	24
2.	Bases de presentación	32
3.	Políticas Contables	37
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	57
5.	Otros activos financieros	58
6.	Otros activos no financieros	61
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	61
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	66
9.	Inventarios, neto	72
10.	Activos no corrientes mantenidos para la venta	73
11.	Activos por impuesto sobre la renta	74
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	74
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	78
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	80
15.	Pasivos financieros	86
16.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	95
17.	Provisiones	96
18.	Pasivos por impuestos corrientes	109
19.	Otros pasivos no financieros	110
20.	Provisiones por beneficios a los empleados	111
21.	Impuestos diferidos, neto	116



22.	Patrimonio	118
23.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	119
24.	Aprovisionamientos y servicios	122
25.	Gastos de personal	123
26.	Otros gastos fijos de operación	124
27.	Gastos por depreciación y amortización	125
28.	Pérdidas por Deterioro	125
29.	Resultado financiero	126
30.	Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación	128
31.	Resultados en ventas de activos	129
32.	Gasto por impuesto a las ganancias	129
33.	Utilidad Por Acción	131
34.	Resultado Integral	131
35.	Activos y pasivos en moneda extranjera	132
36.	Sanciones	133
37.	Pólizas de seguro	134
38.	Compromisos y contingencias	134
39.	Gestión de riesgos	142
40.	Mercado de derivados energéticos	145
41.	Valor razonable	146
42.	Categorías de activos financieros y pasivos financieros	148
43.	Segmentos de operación	148
44.	Reclasificación en los Estados Financieros	150
45.	Aprobación de Estados Financieros	150
46.	Eventos Subsecuentes	150

1. Información General

1.1. Ente económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P. y 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 del Grupo 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 10 de marzo de 2022, inscrito el 25 de marzo de 2022 bajo el No. 02807497, 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 SPA (Subordinadas); A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Inversora Codensa S.A.S. (hoy Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.), Fundación Enel Colombia, Enel X Colombia S.A.S. (hoy Colombia ZE S.A.S.), Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. – En Liquidación y Latamsolar Energías Renovables S.A.S. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel X Colombia S.A.S. (hoy Colombia ZE S.A.S.) ejerce control de manera directa sobre la sociedad Bogotá ZE S.A.S., la cual, a su vez, ejerce control de manera directa sobre las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. (Subordinadas).

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 y distribución de minerales y material pétreo; 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 completarias 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 incorpóreo; 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,

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

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, 2 térmicas y 1 parque solar, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Bolívar y Cesar:

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
Cartagena	Térmica	180
El Paso	Solar	86

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas realizadas en el año 2022 fueron de 87.9 Mm³ lo que significó un aporte del 0.15% al margen variable de la Compañía.

Para el 2022 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 Colpatría 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 (49% Enel Colombia S.A. E.S.P. y 51% Scotiabank Colpatria S.A.).

1.4. Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y ESSA 2 SpA

El 28 de julio de 2021 se celebró el compromiso de fusión mediante el cual la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. absorbe a las sociedades Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA 2 SpA (en adelante las sociedades absorbidas), el cual fue aprobado por las respectivas Asambleas Generales de Accionistas de cada una de las sociedades. Lo anterior con el fin de celebrar un nuevo acuerdo entre socios construido sobre la base de los siguientes objetivos: (i) Aumentar el beneficio de las sociedades mediante la combinación de los activos de cada una de ellas. (ii) Crear una sociedad más robusta que permita afrontar con mayor eficiencia y fortaleza la competencia en el sector de energía y de energías renovables no convencionales. (iii) Tener una estructura societaria más clara y simple, a través de la cual los accionistas de las sociedades absorbidas serán accionistas directos de la sociedad absorbente como sociedad operativa, lo que a su vez podría generar eficiencias en costos y gastos administrativos, y un eventual fortalecimiento del negocio. Basados en las consideraciones expuestas se establecieron los siguientes acuerdos pactados en el compromiso de fusión:

- Que la sociedad absorbente y las sociedades absorbidas realizaron entre ellas un proceso de fusión, en virtud del cual la primera absorbió a las demás, las cuales se disolvieron sin liquidarse, pasando la totalidad de los activos y pasivos que integran sus patrimonios en bloque y sin solución de continuidad a la sociedad absorbente.
- Para efectos fiscales, la fusión no se considera como una enajenación entre las Compañías o sus accionistas y por tanto se entenderá como no gravada.

El 1 de octubre de 2021, se radicó ante la Superintendencia de Sociedades de Colombia la solicitud de autorización de la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P., (como sociedad absorbente) y las sociedades absorbidas. Una vez sea aprobada la fusión y perfeccionada la misma mediante escritura pública, las sociedades absorbidas se disolverán sin liquidarse y la sociedad absorberá sus bienes, derechos y obligaciones de conformidad con el Artículo 178 del Código de Comercio."

La operación anotada se realizó luego de haberse dado cumplimiento a la totalidad de los requisitos legalmente establecidos destacándose entre ellos: i) la aprobación por parte de las Asambleas de Accionistas de las compañías inmersas dentro del proceso ii) la autorización de la fusión impartida por la Superintendencia de Sociedades mediante Resolución No. 325-002477 del 28 de febrero de 2022.

El 1 de marzo de 2022, mediante Escritura Pública No. 562 de la Notaría Once del Círculo de Bogotá, inscrita ante Cámara de Comercio de Bogotá en la misma fecha, se perfeccionó la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P. (quien a su vez cambió su razón social por Enel Colombia S.A. E.S.P) y las sociedades absorbidas.

Respecto a las sociedades absorbidas, es pertinente mencionar que Codensa S.A. E.S.P. era una sociedad anónima de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. Codensa S.A. E.S.P. fue constituida mediante escritura pública No. 4610 de la Notaría 36 de Bogotá D.C el 23 de octubre de 1997 y registrada ante la Cámara de Comercio en la misma fecha, mediante el No. 00607668, con aportes de los activos de distribución y comercialización del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P) con el 51,32% de las acciones y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,48% de las acciones.

Enel Green Power S.A.S. E.S.P. era una sociedad por acciones simplificada de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. La sociedad absorbida Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. fue constituida mediante documento privado de Accionista Único del 8 de febrero de 2012, inscrito ante la Cámara de Comercio el 14 de febrero de 2012 bajo el número 01607153 del libro IX, matrícula mercantil No. 02181926 como Enel Green Power Colombia

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

S.A.S. y mediante Acta No. 22 del 3 de octubre de 2017 de Accionista Único, inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 22 de diciembre de 2017, con el No. 02287692 del Libro IX, la Compañía cambió su denominación o razón social a Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.

La sociedad absorbida ESSA 2 SpA era una sociedad por acciones, constituida y existente de conformidad con las leyes de Chile, constituida mediante escritura pública del 2 de febrero de 2021, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 12556 N° 5835 del 2021, y registrada bajo el Rol Único Tributario (RUT) 77.333.234-7.

Las entidades involucradas en la fusión son subsidiarias de Enel Américas S.A., por lo anterior, esta operación es una reorganización de entidades bajo control común que se enmarca en la excepción establecida en el literal c del párrafo 2 de la NIIF 3 Combinaciones de negocios, es así, que no se configura como una combinación de negocios.

Al respecto, la política de Enel manifiesta que:

“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 Compañía no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.”

Activos recibidos, pasivos asumidos y efecto en el patrimonio

De acuerdo con lo anterior, se reconocen los activos y pasivos al valor en libros.

A continuación, se resumen los montos reconocidos como activos, los pasivos asumidos y el efecto en el patrimonio derivado de la fusión, detallado para cada una de las sociedades absorbidas al 1 de marzo de 2022:

	Emgesa S.A. E.S.P.	Codensa S.A. E.S.P.	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	ESSA 2 SpA	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura
Activos						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	\$ 392.396.667	\$ 200.391.804	\$ 179.221.651	\$ 113.216	\$ -	\$ 772.123.338
Otros activos financieros, neto (a)	10.506.473	6.342.611	7.671.317	97.766	-	24.618.167
Otros activos no financieros, neto (b)	55.243.696	48.322.585	47.182.916	-	-	150.749.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto (c)	373.349.799	1.109.611.033	14.701.001	11.506	93.333	1.497.766.672
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto (d)	6.658.053	122.556.572	1.143.933.446	-	(25.983.818)	1.247.164.253
Inventarios, neto (e)	94.740.615	237.599.687	-	-	-	332.340.302
Activos mantenidos para la venta	-	2.117.940	-	-	-	2.117.940
Otros impuestos	-	-	19.881	-	-	19.881
Activos por impuestos de renta	3.422.371	-	6.127.624	-	-	9.549.995
Total activos corrientes	936.317.674	1.726.942.232	1.398.857.836	222.488	(25.890.485)	4.036.449.745
Activos no corrientes:						
Otros activos financieros, neto (a)	481.721	60.164.060	-	-	-	60.645.781
Otros activos no financieros, neto (b)	29.238.730	82.884.242	4.278.219	-	-	116.401.191
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto (c)	14.726.492	62.072.741	1.694.355	-	-	78.493.588
Inversiones en subsidiarias (f)	9.439.165	74.604.258	-	2.609.371.941	1.148.699.667	3.842.115.031
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto (g)	176.462.774	398.199.238	70.299.050	-	-	644.961.062
Propiedades, planta y equipo, neto (h)	8.151.688.098	6.750.569.352	1.495.490.140	-	-	16.397.747.590
Activos por impuestos diferidos	-	18.608.241	10.080.724	-	-	28.688.965
Total activos no corrientes	8.382.036.980	7.447.102.132	1.581.842.488	2.609.371.941	1.148.699.667	21.169.053.208
Total activos	\$ 9.318.354.654	\$ 9.174.044.364	\$ 2.980.700.324	\$ 2.609.594.429	\$ 1.122.809.182	\$ 25.205.502.953
Pasivos y patrimonio						
Pasivos corrientes:						
Pasivos financieros (i)	937.466.853	919.663.058	28.357.057	-	-	1.885.486.968
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar (j)	220.521.512	962.320.085	121.182.880	-	-	1.304.024.477
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (k)	43.964.397	65.504.931	15.287.743	4.080	(25.983.819)	98.777.332
Provisiones	76.141.979	43.183.626	3.305.290	-	-	122.630.895
Impuestos por pagar	294.378.791	70.962.382	-	-	-	365.341.173
Provisiones por beneficios a los empleados (l)	39.448.983	59.898.525	2.863.730	39.149	-	102.250.387
Otros pasivos no financieros	147.872.298	84.465.271	10.612.560	1.592	-	242.951.721
Total pasivos corrientes	1.759.794.813	2.205.997.878	181.609.260	44.821	(25.983.819)	4.121.462.953

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

	Emgesa S.A. E.S.P.		Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.		ESSA 2 SpA	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura
Pasivos no corrientes:							
Pasivos financieros (i)	1.513.801.672	3.261.374.623	47.723.854	-	-	-	4.822.900.149
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar (j)	-	-	-	-	-	2.647.389	2.647.389
Provisiones	249.309.459	37.506.531	15.091.091	-	-	-	301.907.081
Provisiones por beneficios a los empleados (l)	75.291.656	249.362.872	-	17.080	-	-	324.671.608
Impuestos diferidos, neto	327.645.777	-	-	-	-	-	327.645.777
Total pasivos no corrientes	2.166.048.564	3.548.244.026	62.814.945	17.080	2.647.389	5.779.772.004	
Total pasivos	\$ 3.925.843.377	\$ 5.754.241.904	\$ 244.424.205	\$ 61.901	\$ (23.336.430)	\$ 9.901.234.957	
Patrimonio							
Capital emitido (m)	655.222.313	13.487.545	31.263.213	2.473.245.049	(2.517.995.807)	-	655.222.313
Costos de capital	-	-	(6.508.367)	-	-	-	(6.508.367)
Primas de emisión (m)	113.255.816	190.553.196	2.740.274.675	-	(2.930.827.871)	-	113.255.816
Prima fusión	-	-	-	-	5.448.823.679	-	5.448.823.679
Reservas (n)	542.975.682	216.405.346	-	-	1.146.052.278	-	1.905.433.306
Otro resultado integral	(20.861.790)	(29.888.677)	85.506.852	268.764.068	-	-	303.520.453
Utilidad del período	293.486.047	148.518.309	(25.300.314)	(85.133)	(123.132.862)	-	293.486.047
Utilidades retenidas	2.327.803.462	1.394.729.062	(70.537.700)	-	219.139.372	-	3.871.134.196
Pérdidas retenidas	-	(37.859.235)	(17.578.668)	(132.391.456)	(95.913.177)	-	(283.742.536)
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF	1.480.629.747	1.787.707.665	(843.572)	-	-	-	3.267.493.840
Efecto patrimonial combinación de negocios (o)	-	(263.850.751)	-	-	-	-	(263.850.751)
Ganancias acumuladas	4.101.919.256	3.029.245.050	(114.260.254)	(132.476.589)	93.333	-	6.884.520.796
Patrimonio total	5.392.511.277	3.419.802.460	2.736.276.119	2.609.532.528	1.146.145.612	15.304.267.996	
Total pasivos y patrimonio	\$ 9.318.354.654	\$ 9.174.044.364	\$ 2.980.700.324	\$ 2.609.594.429	\$ 1.122.809.182	\$ 25.205.502.953	

- (a) Los otros activos financieros corresponden principalmente a: (i) Instrumentos derivados de cobertura proyecto COSENIT, fideicomisos de los proyectos FAER y ZOMAC, embargos y aporte a capital de la sociedad Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento.; (ii) Instrumentos derivados de cobertura para obras en curso, certificados de depósito y garantías para contrato de arrendamiento.
- (b) Los otros activos no financieros corresponden principalmente a: (i) anticipos a XM para transacciones en bolsa y transacciones internacionales de energía, anticipos para compra de bienes y servicios de otros acreedores, gastos pagados por anticipado por concepto de contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos, descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP y beneficios a empleados por préstamos; (ii) depósito en garantía a XM para respaldo de transacciones de energía y descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP.
- (c) Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a: (i) cartera de clientes del mercado regulado, cartera de alumbrado público, cartera de infraestructura, trabajos a particulares y cartera de esquemas regulatorios; (ii) cartera por venta de energía y acuerdos tripartitos por cobrar a proveedores y saldos a favor por retenciones.
- (d) Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: (i) Cuenta por cobrar por el pago de proveedores de Fontibón ZE de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II; (ii) Cuenta por cobrar de acciones suscritas y prima en colocación de acciones.
- Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (e) Los inventarios corresponden a: (i) Materiales eléctricos y accesorios de energía, materiales no eléctricos y transformadores.
- (f) Las inversiones en subsidiarias corresponden principalmente a: (i) inversiones en Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S. e Inversora Codensa S.A.S.; (iii) inversiones en las sociedades centro americanas (Panamá, Costa Rica y Guatemala) y el ajuste a método de participación patrimonial (ver nota 12 numerales 1, 2 y 3).
- (g) Los activos intangibles distintos de la plusvalía corresponden principalmente a: (i) derechos y servidumbres y programas informáticos; (ii) costos de desarrollo asociados a los proyectos de energías solares y eólicas.

- (h) Las propiedades, planta y equipos corresponden principalmente a: (i) subestaciones, líneas y redes de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución y edificios, terrenos y otras instalaciones; (ii) planta solar y edificios de control.
- (i) Los pasivos financieros corresponden principalmente a: (i) colocación de bonos a corto y largo plazo, préstamos bancarios, garantías bancarias para cumplimiento de obligaciones y arrendamientos financieros; (ii) derivados con cobertura de flujos de efectivo con valoración pasiva y arrendamientos financieros bajo NIIF 16.
- (j) Las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corresponden principalmente a: (i) cuentas por pagar a proveedores por compras de energía, cuentas por pagar por bienes y servicios, recaudo a favor de terceros y saldos a favor de clientes; (ii) cuentas por pagar por bienes y servicios relacionados con los proyectos en construcción.
- (k) Las cuentas por pagar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: (i) cuentas por pagar por servicios informáticos; (ii) garantías bancarias, otros servicios y servicios de personal.

Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.

- (l) Las provisiones por beneficios a los empleados corresponden principalmente a: (i) prestaciones sociales y aportes de ley, calculo actuarial de las pensiones y beneficios post empleo; (ii) beneficios por productividad y beneficios de empleados personal expatriado e impatriado.
- (m) En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.
- (n) Las reservas de la sociedad absorbente y las sociedades absorbidas se mantienen y se adiciona el ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.
- (o) El efecto patrimonial por combinación de negocios es el resultado de la fusión efectuada en 2016 entre Codensa S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

El siguiente es el resumen del efecto de los estados financieros de las sociedades absorbidas en la fusión:

	Estados financieros recibidos de la fusión:	Ajustes y/o eliminaciones	Efecto de la fusión
Activos	\$ 14.764.339.117	\$ 1.122.809.182	\$ 15.887.148.299
Pasivos	(5.998.728.010)	23.336.430	(5.975.391.580)
Efecto de la fusión en el patrimonio, neto	\$ 8.765.611.107	\$ 1.146.145.612	\$ 9.911.756.719

1.5. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, Relacionamento Institucional y Medio Ambiente, 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 le 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 en donde nos encontramos inscritos, de manera que puedan ser consideradas en el desarrollo de los ajustes regulatorios y normativos.

En particular y 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.

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 (autoridades y organismos vinculados) en el País, 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 en la participación pública de cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

Energía Eléctrica

En el año de 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, 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 y/o Subasta de Contratación de Largo Plazo - SCLP. 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 entre 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 respaldados por la promulgación de 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 establece el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde entre otros se establecen 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 clientes libres mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (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.

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

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.

Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentran la remuneración de las inversiones efectuadas las que se encuentran debidamente aprobadas por el regulador, en el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

En diciembre de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la resolución CREG 215 de 2021 por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, la cual será de 12,09% a partir del año 2022.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada. En el mismo mes la Comisión publicó la Resolución CREG 101 004, estableciendo la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes para los periodos 2023-2024, y 2024-2025.

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada - AMI. La resolución publicada tiene carácter definitivo y se basa en los borradores de regulación emitidos previamente por la CREG, en particular basado en la resolución CREG 219 de 2020 incorporando además el contenido del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 y manteniendo la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, la propuesta de la constitución del Gestor de Datos-GID; además, indica al OR presentar un plan de implementación de AMI basado en un análisis del Beneficio/Costo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores y se plantean las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuario. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

Durante abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la hoja de ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km² de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y Guajira a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 Billones de inversiones requeridas, también partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021 se han reglamentado la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

En marzo de 2022 el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, "Política de Transición Energética", cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social.

En agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contratación tanto para atender la demanda del mercado regulado como la del no regulado presentado por Derivex S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte donde pueden participar generadores y comercializadores a través de comisionista de bolsa. Igualmente, en agosto de 2022, Mediante la Resolución CREG 101 018 de 2022 la Comisión de Energía y Gas - CREG creo el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, con el objeto de contar con un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del mercado de energía mayorista, que permita unificar y publicar la información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados.

En el mismo mes, a través de la Resolución 101-024 de 2022, la CREG definió los procedimientos, y adoptó otras disposiciones para la realización de las subastas del cargo por confiabilidad que se lleven a cabo a partir de la entrada en vigencia de la norma, así como las obligaciones de los participantes de estas subastas. La medida también estableció disposiciones adicionales para los responsables de asignaciones de obligaciones de energía firme.

Cabe destacar también la Resolución 101-025 de 2022, mediante la cual la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la norma previa en lo referente a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60% de avance).

Merece también la pena mencionar a la Resolución CREG 143 de 2021, publicada en el mes de agosto de 2022. Esta resolución, si bien al cierre de 2022 era una propuesta normativa, reviste importancia dado que, a través de esta, la Comisión establece las bases para la próxima modernización del Mercado de Energía Mayorista.

En agosto de 2022, mediante la Resolución MME 40283 de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó los lineamientos para incentivar y aumentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano. Los recursos energéticos distribuidos están relacionados con los mecanismos de Respuesta de la Demanda, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los sistemas de Almacenamiento y la autogeneración.

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las altas tarifas de energía que vienen pagando los usuarios en el país, y que se ha dado también en el Congreso de la República con múltiples debates de control político a todas las entidades del sector, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) establecer una optimización en los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales, los comercializadores y los generadores desarrollen negociaciones para renegociar los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista y a los transmisores y los operadores de red.

En el mes de octubre, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70 millones en cofinanciamiento, que se espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

En noviembre de 2022, mediante la Resolución CREG 105 003 se designó al doctor Jose Fernando Prada Ríos para que ejerza las funciones de director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Durante el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó el documento “Dialogo Social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”. Dicho documento estableció la metodología para desarrollar la discusión a partir de la cual surgirá la nueva hoja de ruta de la transición energética que planteará el Gobierno Nacional. El documento planteó un periodo de 24 semanas para desarrollar dicho dialogo.

En diciembre de 2022, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) dio a conocer su documento de Agenda Regulatoria para el periodo 2023-2024, el cual contiene 26 iniciativas (entre proyectos regulatorios, actividades y estudios), que se enmarcan en cinco pilares estratégicos: (i) Bienestar y derechos de los usuarios y las audiencias, (ii) Mercados y competencia, (iii) Innovación y mejora regulatoria, (iv) Gestión de grupos de valor y (v) Fortalecimiento institucional.

En diciembre de 2022, a través de la Resolución CREG 101 032 de 2022, la CREG estableció los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

En diciembre de 2022, La Comisión publicó en definitiva la Resolución CREG 101 035 DE 2022 que modifica la CREG 101 010 de 2022, que tiene que ver con el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, en específico lo relacionado sobre el pronunciamiento de la UPME de la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y sobre los conceptos de conexión para dichos proyectos, pasando del 30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Así mismo amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023 (antes 31/Dic/22).

En diciembre de 2022, mediante la Circular CREG 123 de 2022 la Comisión puso en conocimiento de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes (Proyecto de resolución

133 de 2021) ii) Revisión precio de bolsa (Resolución definitiva de la propuesta aprobada para consulta, proyecto 701 025) iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades) vi) Armonización regulatoria interconexión Colombia Panamá Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación y en Transversal: i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Por su parte, destacamos además la expedición definitiva de la Medición inteligente AMI para el primer semestre de 2023 y las bases para la metodología de la actividad de distribución como la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, ambas para el primer semestre de 2023.

En diciembre de 2022, la UPME publicó la agenda regulatoria con la lista de proyectos normativos de carácter general que expedirá durante el año 2023, de los cuales se destacan i) Declaratoria de proyecto urgente en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) ii) Determinación de las áreas de influencia de los operadores de red (OR, exclusivamente para lo relacionado con la vinculación de usuarios aislados a su mercado y se definen los criterios para la inclusión y conceptualización de proyectos con redes logísticas en los planes de expansión de cobertura de los operadores de red – PECOR presentados ante la UPME y iii) Se establecen las tarifas a cobrar por la prestación de servicios de planeación y asesoría para la emisión de conceptos sobre conexiones en el SIN por parte de la UPME.

En diciembre del 2022 se expide la reforma tributaria mediante la Ley 2277 de 2022, generando una sobretasa de 3pp para los años 2023 a 2026 a las hidroeléctricas.

El Gobierno Nacional actualmente adelanta las discusiones para preparar el próximo Plan Nacional de Desarrollo, que por Ley debe ser presentado para aprobación del Congreso durante el mes febrero de 2023. Este Plan es la hoja de ruta del Gobierno para los próximos 4 años. Hasta el momento se han presentado las Bases de lo que será ese documento, e incluyen aspectos relacionados con el fortalecimiento de la Transición Energética.

Aspectos Ambientales

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, creando 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.

Por último, 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.

Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las Fuentes No Convencionales de Energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también el impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados con fines energéticos y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutro, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

Con base en lo establecido en el Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo) y el Artículo 130 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, los interesados en acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a IVA y deducción especial de renta y complementarios, para inversiones en proyectos de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable – FNCER, y Gestión Eficiente de la Energía – GEE; ya no requieren obtener la certificación

ambiental expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, debido a que solo se requiere la certificación que expide la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME para acceder a los incentivos mencionados.

Así mismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución 1312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental, así como la Resolución 1670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

Entendiendo los ajustes normales que se tiene en el desarrollo de los proyectos eléctricos, el MADS expidió la Resolución 0859 de 2022, en la cual se establece el listado de cambios menores o ajustes normales en los proyectos de presas, represas, trasvases o embalses y en proyectos de sector de energía eléctrica, que cuenten con licencia ambiental.

Teniendo en cuenta el actual vacío regulatorio que se tiene en materia de manejo de sedimentos, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, publicó los Lineamientos generales para el Manejo de sedimentos a nivel de cuenca hidrográfica en el marco de la Gestión Integral del Recurso Hídrico.

Adicionalmente, este Ministerio mediante Decreto 2462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas - (DAA), los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Mediante la Ley 2099 del 10 julio 2021, se estableció que el MADS determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía geotérmica, además prioriza el licenciamiento ambiental y sus modificaciones a proyectos con fecha de entrada en operación inferior a 2 años y, establece que no requerirán DAA los activos de conexión al SIN, de aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que decidan compartir dichos activos de conexión en los términos definidos por la regulación expedida por la CREG. Finalmente establece que se crea el Sello de Producción Limpia: asignado a todos aquellos que utilicen únicamente fuentes no convencionales de energías renovables como fuentes de energía en los procesos de producción y que inviertan en mejorar su eficiencia energética, a reglamentarse por el MME. En este sentido, el Ministerio de Ambiente mediante Resolución 1060 de 2021 establece los Términos de Referencia para la elaboración del EIA para el trámite de licencia ambiental de proyectos de uso de biomasa para la generación de energía.

Por su parte, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

El Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 421 del 22 de abril de 2021 "Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en lo relacionado con las transferencias del sector eléctrico con destino a los municipios y distritos beneficiarios de los proyectos FNCER. Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, expidió el Decreto 644 del 16 de junio de 2021 relacionado con la financiación y destinación de recursos para la gestión integral de los páramos en Colombia a través de las transferencias del sector eléctrico donde para las centrales hidro, cuya destinación era del 6% (3% para municipios y 3% para corporaciones), ha establecido que el 3% de corporaciones deberá repartirse entre corporaciones y Parques Nacionales Naturales en la jurisdicción del proyecto.

En este sentido, el MME expidió los Decretos 1302 y 1475 de 2022, en los cuales se reglamentan las Transferencias del Sector Eléctrico con destino a Comunidades Indígenas y a Comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales y Palenquera.

La Ley 2169, 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 2022 desde el gobierno nacional se continuó con la construcción del marco regulatorio de cambio climático, y mediante la Resolución 0019 de 2022 se realiza el ajuste de las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y el ACPM y del Impuesto al Carbono. De igual manera, mediante la Resolución 172 de 2022 se crea la Comisión Intersectorial del Gabinete Presidencial para la Acción Climática.

Finalmente, 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.

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.

Por otra parte, la Comisión ha expedido la Resolución 068 de 2020, a través de la cual se establece información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista de gas natural prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, entre ellas a) Moneda de pago pactada en los Contratos y b) Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación.

A través de la Resolución CREG 135 del 03 de julio de 2020, la Comisión oficializa la selección de la Bolsa Mercantil de Colombia como el Gestor del Mercado de Gas natural, por un período de cinco (5) años que iniciarán su vigencia el día seis (6) de enero de 2021.

El Ministerio de Minas y Energía durante el mes de octubre del año 2020, publica la Resolución 40304, por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones. Las obras que allí se consideran relevantes y que se incluyen son: Planta de Regasificación del Pacífico, gasoducto entre Yumbo y Buenaventura, 3 obras de infraestructura de Transporte con bidireccionalidades, interconexión de los mercados de la Costa Atlántica y el centro del país y 2 refuerzos para el Valle de Cauca y Tolima Grande.

En el mes de noviembre se publica por parte de la Comisión la Resolución 185 de 2020, por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural. Esta norma, refleja mayor transparencia en los mecanismos de asignación, agiliza asignaciones de capacidad de transporte cuando las solicitudes superan la capacidad disponible del sistema, fija mecanismos para asignar la capacidad de proyectos del plan de abastecimiento, permite mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte e incentiva la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado de gas.

En ese mismo mes se publica la Resolución CREG 186 de 2020, por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista (primario y secundario) de gas natural. Esta norma compila las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019).

En el mes de diciembre de 2020 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, pública la Resolución 20201000057975 por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones. Sus efectos serán los establecidos en el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, para el desarrollo de las funciones de inspección, vigilancia y control, y para el cumplimiento de la regulación. Asimila la actividad de Regasificación, a la actividad de Transporte, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible, y asimila la actividad de Comercialización de Gas Importado, a la actividad de comercialización, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible.

En enero de 2021 se publica la Resolución CREG 001, mediante la cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas natural cuando en el mercado primario se presente en un trimestre estándar congestión contractual, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 185 de 2020.

El 31 de mayo de 2021, el MME expide la Resolución 00014 mediante la cual publica la información correspondiente a la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021-2030, certificada por los Productores y Productores – Comercializadores de gas natural, analizada, ajustada y consolidada por el Ministerio de Minas y Energía a través del Sistema para la Captura y Consolidación de la Declaración de Producción de Gas Natural – SDG. Aspectos destacados:

- Pronósticos de producción de gas natural declarados respecto de 184 campos.
- Producción Total Disponible para la Venta – PTDV declarada respecto de 85 campos (46% de los campos que presentaron la Declaración de Producción). De éstos, 21 se encuentra en Costa y 64 se encuentran en el interior.
- Declaración de 50 Gbtud como Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV por parte de Calamarí LNG.

El 4 de agosto de 2021 es promulgada la Ley 2128 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país”. Esta nueva Ley tiene por objeto incentivar el abastecimiento de gas combustible en el país y ampliar su utilización, con el fin de generar impactos positivos en el medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población, además el acceso al servicio público, según lo establecido en la Ley 1955 de 2019.

El 30 de agosto de 2021 el MME a través de la Resolución 40286, estableció condiciones mediante las cuales el Ministerio pueda autorizar el desistimiento de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ejecutados mediante procesos de selección, si se presentan situaciones que tengan origen en eventos irresistibles e imprevisibles, ajenos al control del adjudicatario que impiden la ejecución de los proyectos, que sean debidamente verificables.

En el mes de septiembre, la CREG publicó las Resoluciones 127 y 128; mediante las cuales hace ajustes a algunos de los aspectos contenidos, tanto en la Resolución CREG 107 de 2017, como en la Resolución CREG 152 de 2017, de acuerdo con las características de los proyectos incluidos por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y la introducción de mecanismos que incentiven el cumplimiento de las fechas anticipadas de entrada en operación.

El 7 octubre de 2021, la UPME Pública la Resolución No. 000330 de 2021, en la misma se hace la definición de 6 proyectos IPAT como parte del Plan de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados en primera instancia por el transportador incumbente, se definieron los proyectos:

1. Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday.
2. Bidireccionalidad Barranca – Ballena.
3. Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena.
4. Interconexión Barranquilla – Ballena con Ballena – Barrancabermeja.

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

5. Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca.
6. Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita.

La UPME publica el 22 de octubre de 2021 la Circular Externa No. 059 DE 2021, con esta circular se dio el cierre del proceso para la Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020 (Planta de Regasificación del Pacífico).

El 22 de noviembre de 2021 la CREG publicó la Resolución CREG 175 de 2021, Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

El Ministerio de Minas y Energía publica entre el 21 de octubre de 2021 al 28 de diciembre de 2021, tres resoluciones: Resolución 00763, Resolución 01124, Resolución 01446 de 2021, las cuales generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 - 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

El 28 de enero de 2022 se publica la resolución CREG 227 de 2021, la cual corresponde a la Formula Tarifaria General de Comercialización de Gas Natural en donde se fijan disposiciones en torno a los precios y cantidades trasladables a la Demanda Esencial Regulada, se define sustituciones, eliminaciones e inclusiones dentro de la formula tarifaria y se definen lineamientos en torno a la contratación en el mercado primario y secundario de los agentes que atienden Demanda Esencial (Decreto 2100 de 2011).

En febrero de 2022 se publican las Resoluciones CREG 702-001 de 2022 y 102 001: Ajustes a la resolución 175 de 2021, las cuales modifican fechas de entrega de información por parte de los transportadores dentro del proceso de solicitud de cargos a partir de la aplicación de la resolución 175 de 2021.

El 28 de marzo de 2022 se publica por parte del Ministerio de Minas y Energía la resolución 0354 de 2022, en la misma se generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 - 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

Finalmente el 29 de marzo de 2022 se publica la Resolución CREG 226 de 2021, la cual corresponde a una modificación de la resolución 186 de 2020, resolución que consolidaba el reglamento de Comercialización Mayorista en Suministro de Gas Natural, en la resolución CREG 226 de 2021 se adicionan a este reglamento de comercialización temas concernientes a la priorización del abastecimiento en torno a la atención de la Demanda Esencial con la fijación del mecanismo "MADE" (Mecanismo de aseguramiento demanda esencial), se modifica la asignación de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) en el mercado primario, se hacen modificaciones a los contratos disponibles, se definen nuevas tareas para el Gestor del Mercado de Gas y se condiciona la comercialización de los contratos interrumpibles en el mercado primario y secundario.

En el mes de agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución 102 009 de 2022, mediante la cual se establecieron procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros separados 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 incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior de la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. previo de la fusión.

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 2022, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia para entidades del Grupo 1 (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 y 1611 de 2022. 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 contemplada en 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.

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 fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales a 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 deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales.

Para efectos legales en Colombia, los estados financieros separados 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 para 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 2023

El Decreto 938 de 2021 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando principalmente enmiendas a las normas que ya habían sido compiladas por el Decreto 2270 de 2019, que consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de

2017 y 2483 de 2019.

Modificación a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

Las modificaciones emitidas en enero de 2021 aclaran los criterios de clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes, en función de los derechos que existan al final del período sobre el que se informa. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o los eventos posteriores a la fecha del informe. Los cambios también aclaran a que se refiere la “liquidación” de un pasivo en términos de la norma. La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Modificación a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo – Importes obtenidos con anterioridad al uso previsto.

La enmienda publicada en mayo de 2021 prohíbe la deducción del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo de cualquier importe procedente de la venta de elementos producidos mientras se lleva ese activo al lugar y condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocería los importes de esas ventas en el resultado del periodo. La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual

La enmienda publicada en mayo de 2021 abordó 3 modificaciones a la norma con el objeto de: actualizar las referencias al Marco Conceptual; agregar una excepción para el reconocimiento de pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes y la CINIIF 21 Gravámenes; y confirmar que los activos contingentes no deben reconocerse en la fecha de adquisición. La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Modificación a la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes – Costo de cumplimiento de un contrato

El propósito de esta enmienda, que también fue publicada en mayo de 2021, es especificar los costos que una entidad incluye al determinar el “costo de cumplimiento” de un contrato con el propósito de evaluar si un contrato es oneroso; aclara que los costos directos de cumplimiento de un contrato incluyen tanto los costos incrementales de cumplir un contrato como una asignación de otros costos que se relacionen directamente con el cumplimiento del contrato. Antes de reconocer una provisión separada por un contrato oneroso, para un contrato oneroso, la entidad debe reconocer las pérdidas por deterioro sobre los activos utilizados para cumplir el contrato. La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Reforma de la tasa de interés de referencia

Después de la crisis financiera, la reforma y el reemplazo de las tasas de interés de referencia, como la LIBOR GBP y otras tasas interbancarias (IBOR) se ha convertido en una prioridad para los reguladores globales. Actualmente existe incertidumbre sobre el momento y la naturaleza precisa de estos cambios. Para hacer la transición de los contratos y acuerdos existentes que hacen referencia a la LIBOR, es posible que sea necesario aplicar ajustes de las diferencias de plazo y las diferencias de crédito para permitir que las dos tasas de referencia sean económicamente equivalentes en la transición.

Las modificaciones realizadas a la NIIF 9 Instrumentos financieros, la NIC 39 Instrumentos financieros: reconocimiento y medición y la NIIF 7 Instrumentos financieros: revelaciones brindan ciertas alternativas en relación con la reforma de la tasa de interés de referencia. Las alternativas se relacionan con la contabilidad de cobertura y tienen el efecto de que las reformas generalmente no deberían hacer que la contabilidad de coberturas termine. Sin embargo, cualquier ineffectividad de cobertura debe continuar registrándose en el estado de resultados. Dada la naturaleza generalizada de las coberturas que involucran contratos basados en tasas interbancarias (IBOR), las alternativas afectarán a las empresas en todas las industrias.

Las políticas contables relacionadas con la contabilidad de cobertura deberán actualizarse para reflejar las alternativas. Las revelaciones del valor razonable también pueden verse afectadas debido a las transferencias entre niveles de jerarquía del valor razonable a medida que los mercados se vuelven más o menos líquidos.

La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Mejoras anuales a las Normas NIIF ciclo 2018–2020

NIIF 9 Instrumentos financieros: aclara cuales comisiones deben incluirse en la prueba del 10% para la baja en cuentas de pasivos financieros.

NIIF 16 Arrendamientos: modifica el ejemplo ilustrativo 13 de la norma para eliminar la ilustración de los pagos del arrendador relacionados con mejoras de bienes tomados en arriendo, para eliminar cualquier confusión sobre el tratamiento de los incentivos de arrendamiento.

NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: permite a las entidades que han medido sus activos y pasivos por el valor en libros registrado en la contabilidad de su matriz, medir también las diferencias de conversión acumuladas utilizando las cantidades informadas por la matriz. Esta enmienda también se aplicará a las asociadas y negocios conjunto con algunas condiciones.

NIC 41 Agricultura: elimina el requisito de que las entidades excluyan los flujos de efectivo por impuestos al medir el valor razonable bajo NIC 41.

Ampliación de la exención temporal de la aplicación de la NIIF 9 – Instrumentos Financieros (Modificaciones a la NIIF 4): fue extendida la fecha de vencimiento de la exención temporal para la aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros, para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2023.

La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Marco Conceptual

El IASB ha emitido un Marco Conceptual revisado que se utilizará en las decisiones para establecer normas con efecto inmediato. Los cambios clave incluyen:

- Aumentar la importancia de la administración en el objetivo de la información financiera;
- Restablecer la prudencia como componente de la neutralidad;
- Definir a una entidad que informa, que puede ser una entidad legal o una parte de una entidad;
- Revisar las definiciones de un activo y un pasivo;
- Eliminar el umbral de probabilidad para el reconocimiento y agregar guías sobre la baja de cuentas;
- Añadir guías sobre diferentes bases de medición, e
- Indicar que la utilidad o pérdida es el indicador principal de desempeño y que, en principio, los ingresos y gastos en otros ingresos integrales deben reciclarse cuando esto mejore la relevancia o la representación fiel de los estados financieros separados.

No se realizarán cambios a ninguna de las normas contables actuales. Sin embargo, las entidades que se basan en el Marco para determinar sus políticas contables para transacciones, eventos o condiciones que de otra manera no se tratan en las normas contables deberán aplicar el Marco revisado a partir del 1 de enero de 2022. Estas entidades deberán considerar si sus políticas contables siguen siendo apropiadas según el Marco revisado.

2.4. Nueva normatividad incorporada al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación es obligatoria a partir del 1 de enero de 2024

El Decreto 1611 de 2022 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando principalmente enmiendas a las normas que ya habían sido compiladas por los Decretos 938 de 2021, 2270 de 2019 y 1432 de 2020, que consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes – Modificaciones a la NIC 1

Modificación emitida con el objetivo de fomentar la uniformidad de aplicación y aclarar los requisitos para determinar si un pasivo es corriente o no corriente. Como consecuencia de esta modificación, las entidades deben revisar sus contratos de préstamos para determinar si su clasificación cambiará.

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

Las modificaciones podrían afectar la clasificación de pasivos, particularmente para entidades que previamente consideraron las intenciones de la administración para determinar la clasificación y para algunos pasivos que pueden convertirse en patrimonio. Las modificaciones deben aplicarse retroactivamente de acuerdo con los requisitos normales de la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

Desde la aprobación de estas modificaciones, el IASB ha emitido un proyecto de norma que propone cambios adicionales y el aplazamiento de las modificaciones hasta al menos el 1 de enero de 2024.

La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Información a revelar sobre políticas contables: modificaciones a la NIC 1 y al documento de práctica de las NIIF 2

El IASB modificó la NIC 1 para requerir que las entidades revelen sus políticas contables materiales en lugar de sus políticas contables significativas. Las enmiendas definen qué es "información material sobre políticas contables" y explican cómo identificar cuándo la información sobre políticas contables es material. Aclaran además que no es necesario revelar información inmaterial sobre políticas contables. Si se divulga, no se debe opacar la información contable material. Para respaldar esta modificación, el IASB también modificó el Documento de práctica de las NIIF 2 Realización de juicios sobre la materialidad para proporcionar orientación sobre cómo aplicar el concepto de materialidad a las revelaciones de políticas contables.

La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Definición de Estimaciones Contables – Modificaciones a la NIC 8

La modificación a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores aclara cómo las empresas deben distinguir los cambios en las políticas contables de los cambios en las estimaciones contables. La distinción es importante porque los cambios en las estimaciones contables se aplican prospectivamente a transacciones futuras y otros eventos futuros, mientras que los cambios en las políticas contables generalmente se aplican retrospectivamente a transacciones pasadas y otros eventos pasados, así como al período actual.

La Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única – Modificaciones a la NIC 12.

Las modificaciones a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias requieren que las empresas reconozcan impuestos diferidos sobre transacciones que, en el reconocimiento inicial, den lugar a cantidades iguales de diferencias temporarias imponibles y deducibles. Por lo general, se aplicarán a transacciones tales como arrendamientos de arrendatarios y obligaciones de desmantelamiento, y requerirán el reconocimiento de activos y pasivos por impuestos diferidos adicionales.

La enmienda debe aplicarse a las transacciones que ocurren en o después del comienzo del primer período comparativo presentado. Además, las entidades deben reconocer activos por impuestos diferidos (en la medida en que sea probable que puedan utilizarse) y pasivos por impuestos diferidos al comienzo del primer período comparativo para todas las diferencias temporales deducibles y gravables asociadas con:

- activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento, y
- pasivos por desmantelamiento, restauración y similares, y los montos correspondientes reconocidos como parte del costo de los activos relacionados.

El efecto acumulado del reconocimiento de estos ajustes se reconoce en las utilidades acumuladas u otro componente del patrimonio, según corresponda.

La NIC 12 no habría abordado previamente cómo contabilizar los efectos fiscales de los arrendamientos en el balance y transacciones similares y varios enfoques se consideraron aceptables. La Compañía ya había decidido contabilizar estas transacciones de acuerdo con los nuevos requisitos, por lo cual no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros separados.

2.5. Estimados y criterios contables relevantes

En la preparación de los estados financieros separados 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.).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico de la actividad de distribución, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de facturar en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- 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.)
- Los ingresos derivados de los contratos de construcción se reconocen de acuerdo con el avance de los costos incurridos, aplicando el método de recurso.
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.1.11.).
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para 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 estiman 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 adjuntos han sido las siguientes:

Estas políticas han sido unificadas, teniendo en cuenta el proceso de fusión descrito en la nota 1.4 y que las sociedades son entidades bajo control común, que venían aplicando políticas contables homogéneas; se ha efectuado la homologación, en el caso particular de las inversiones en subsidiarias que ingresan por la absorción de ESSA2 que venían valoradas al costo y

que localmente se deben valorar por el método de participación patrimonial de acuerdo con lo establecido en el numeral 2 del artículo 11 del Decreto 2496 de diciembre de 2015, que indica que se debe realizar según lo establecido en el artículo 35 de la Ley 222 del 1995.

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.

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un activo financiero se clasifica como medido al "costo amortizado" sólo 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 remedidos 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.

(a) 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.

(b) 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.

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

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".

(c) 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. En este caso los honorarios se diferir hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o toda la deuda se reciba, los honorarios se capitalizan como gastos pagados por anticipado por servicios para obtener liquidez 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 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 en los estados financieros separados 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 individuales 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 del Grupo 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 practica del Grupo, 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 costos 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-22	dic-21
Derechos (*) y servidumbres	33	22
Costos de desarrollo	7	-
Licencias	-	5
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 incurren.

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.

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

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	dic -22	dic-21
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	53	54
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	29	30
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	21	19
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	7	9
Paneles y Misceláneos	23	24
Subestaciones	25	29
Red de alta tensión	36	28
Red de baja y media tensión	31	27
Equipos de medida y telecontrol	18	13
Edificios	48	54
Instalaciones fijas, accesorios y otras	12	11
Activos por derecho de uso		
<i>Edificios</i>	33	62
<i>Terrenos</i>	28	29
<i>Vehículos</i>	2	2

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 53 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 el parque solar El Paso, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que la Compañía ha estimado con base en la vida útil de la central y/o el parque. (Ver Nota 17).

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; entendiendo 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, entendiendo 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 el Grupo 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 Ingles PD Probability of Default) por la Pérdida dado el Incumplimiento (en Ingles 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 del Grupo Enel, 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 del Grupo 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 el Grupo 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 separado, 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 separado, 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 de jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y laborales 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 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

En aplicación del artículo 86 de la Ley 2010 de 2019, la Compañía reconoció como gasto del ejercicio la totalidad del impuesto de industria y comercio causado en el año, el valor susceptible de imputarse como descuento tributario se trata como gasto no deducible en la determinación del impuesto sobre la renta en el año, el descuento tributario aplicado disminuye el valor del gasto por impuesto sobre la renta corriente del periodo; sobre los saldos susceptibles de aplicarse como descuento tributario para el año siguiente, se reconoció un activo por impuesto diferido.

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 acojan 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 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 5 etapas que son:

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

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

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

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

Etapas 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, 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 en dinero 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.

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

La Compañía para todos sus efectos, de acuerdo a 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 que 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

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Saldos en bancos	\$ 741.889.749	\$ 189.499.353
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (a)	36.983.913	21.868.464
Efectivo en caja	633	935
Total	\$ 778.874.295	\$ 211.368.752

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

Detalle por moneda (*)	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Pesos Colombianos	\$ 750.262.654	\$ 203.204.499
Dólares Americanos	28.611.641	8.164.253
Total	\$ 778.874.295	\$ 211.368.752

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2022 y 31 de diciembre de 2021 de \$4.810,20 y \$3.981,16 por US\$1, respectivamente.

(a) 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.

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 2022 y 2021, la Compañía presenta garantías para respaldar las operaciones de futuros con trading. (Ver Nota 40).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$20.583 y \$4.688, respectivamente

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de diciembre de 2022 y 2021, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

	Flujos de efectivo				Cambios distintos al efectivo			Saldo a 31 de diciembre de 2022
	Saldo a 1 de enero de 2022	Importes procedentes préstamos	Pago de préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$ 1.870.489.779	\$ -	\$ (1.297.689.791)	\$ 2.230.602.707	\$ 429.515.620	\$ -	\$ -	\$ 3.232.918.315
Préstamos y obligaciones Bancarias	451.452.900	2.041.331.850	(728.350.967)	1.945.103.631	222.742.952	-	-	3.932.280.366
Pasivos por arrendamientos	82.774.592	-	(35.455.099)	119.357.439	17.786.508	42.978.409	-	227.441.849
Línea de crédito	53.452	-	-	(83.743)	30.291	-	-	-
Instrumentos derivados	41.864	-	(63.690.436)	63.648.572	-	-	4.615.446	4.615.446
Securitización	-	130.262.494	(130.262.494)	-	-	-	-	-
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 2.404.812.587	\$ 2.171.594.344	\$ (2.255.448.787)	\$ 4.358.628.606	\$ 670.075.371	\$ 42.978.409	\$ 4.615.446	\$ 7.397.255.976

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

	Flujos de efectivo				Cambios distintos al efectivo			Saldo a 31 de diciembre de 2021
	Saldo a 1 de enero de 2021	Importes procedentes préstamos	Pago de préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$ 2.755.823.708	\$ -	\$ (1.036.511.149)	\$ (2.376.605)	\$ 153.553.825	\$ -	\$ -	\$ 1.870.489.779
Pasivos por arrendamientos	7.729.440	-	(6.330.494)	8.995.556	359.381	72.020.709	-	82.774.592
Préstamos y obligaciones Bancarias	-	1.100.000.000	(664.387.780)	-	15.840.680	-	-	451.452.900
Instrumentos derivados	1.741.469	-	1.880.632	(1.880.632)	-	-	(1.699.605)	41.864
Línea de crédito	168.249	-	-	-168.249	53.452	-	-	53.452
Préstamos vinculadas	-	45.000.000	(45.112.006)	-	112.006	-	-	-
Securitización	-	44.525.658	(44.525.658)	-	-	-	-	-
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 2.765.462.866	\$ 1.189.525.658	\$ (1.794.986.455)	\$ (4.570.070)	\$ 169.919.344	\$ 72.020.709	\$ (1.699.605)	\$ 2.404.812.587

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se han realizado pagos de dividendos por \$3.476.167.213 y \$1.994.439.875, respectivamente.

5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos derivados de cobertura (1)	\$ 148.605.744	\$ 65.204.240	\$ 2.612.348	\$ -
Fideicomisos	8.500.090	-	5.134.456	-
Fideicomisos (2)	8.500.243	-	5.135.164	-
Deterioro fideicomisos (*)	(153)	-	(708)	-
Embargos judiciales	6.553.649	-	4.162.635	-
Embargos judiciales (3)	6.595.007	-	4.192.500	-
Deterioro embargos judiciales (*)	(41.358)	-	(29.865)	-
Otros activos (4)	3.190.356	-	-	-
Garantías mercados derivados energéticos	653.907	-	855.579	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (5)	-	2.994.695	-	481.721
Total	\$ 167.503.746	\$ 68.198.935	\$ 12.765.018	\$ 481.721

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

(1) La Compañía al 31 de diciembre de 2022 tiene constituidos setenta y cinco (75) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura tasa de Cambio Deuda USD	BNP Paribas	Tipo de cambio	3/03/2023	61.274.500	USD	4.014,00	51.237.028	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	JPMORGAN_GB	Tipo de cambio	5/04/2023	42.000.000	USD	3.976,50	37.590.715	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	110.000.000	CNH	606,20	10.254.248	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/04/2023	110.000.000	CNH	655,26	6.541.098	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/03/2023	100.000.000	CNH	665,93	4.444.473	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	30/06/2023	6.169.902	USD	4.252,50	4.239.754	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	3.467.662	USD	3.970,36	3.001.388	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	31/01/2023	10.000.000	USD	4.580,75	2.519.684	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2023	10.625.722	USD	4.622,27	2.494.898	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	2.750.277	USD	3.962,23	2.402.270	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	28/02/2023	110.000.000	CNH	686,96	2.008.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	31/03/2023	7.292.438	USD	4.648,00	1.716.869	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	1.500.000	USD	4.178,54	1.224.713	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/05/2023	39.633.039	CNH	698,72	938.143	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2023	1.000.000	USD	4.167,98	876.316	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2023	1.000.000	USD	4.147,98	874.648	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/10/2023	1.000.000	USD	4.127,98	874.075	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	709.037	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	709.037	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	705.287	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	705.287	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	30/06/2023	1.000.000	USD	4.233,92	704.084	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	30/06/2023	1.000.000	USD	4.233,92	704.084	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/05/2023	1.000.000	USD	4.213,41	697.062	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/05/2023	1.000.000	USD	4.213,41	697.062	-

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/12/2022	1.300.000	USD	4.309,27	645.423	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	16.642.360	USD	4.852,32	633.460	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2023	2.485.633	USD	4.622,27	583.622	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.433,21	569.374	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Trading	1/02/2023	71.023.917	CNH	692,44	563.892	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.412,21	562.841	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	500.000	USD	4.109,98	433.398	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	500.000	USD	4.089,98	431.306	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/04/2023	9.997.581	USD	4.880,32	371.066	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	500.000	USD	4.133,43	347.847	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	500.000	USD	4.133,43	347.847	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/05/2023	18.706.382	CNH	706,24	309.670	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	30/06/2023	500.000	USD	4.390,81	280.711	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2023	500.000	USD	4.366,21	278.757	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/05/2023	500.000	USD	4.343,96	278.228	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/03/2023	500.000	USD	4.321,71	277.674	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2023	500.000	USD	4.275,21	277.520	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2023	500.000	USD	4.296,71	277.405	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/05/2023	41.105.095	CNH	717,25	252.362	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/06/2023	36.003.878	CNH	722,57	249.778	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	9/02/2023	6.101.349	USD	4.803,72	240.927	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	2/05/2023	300.000	USD	4.190,98	209.147	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	2/05/2023	300.000	USD	4.190,98	209.147	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	3.828.400	USD	4.793,32	159.250	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/03/2023	3.619.347	USD	4.837,07	141.153	-
Forward	Inversiones/proyecto	BKOFAMERICA_US	Trading	19/01/2023	3.357.640	USD	4.784,82	131.590	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2023	1.400.000	USD	4.292,05	103.568	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	9/02/2023	2.052.434	USD	4.803,72	81.045	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	100.000	USD	4.178,00	69.564	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	100.000	USD	4.178,00	69.564	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/02/2023	100.000	USD	4.155,49	69.376	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/02/2023	100.000	USD	4.155,49	69.376	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	55.325	USD	3.970,69	47.868	-
Forward	Inversiones/proyecto	BKOFAMERICA_US	Trading	19/01/2023	1.179.304	USD	4.784,82	46.218	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2023	665.142	EUR	5.288,01	31.178	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/02/2023	608.782	USD	4.810,12	24.075	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	450.789	USD	4.793,32	18.751	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/03/2023	466.627	USD	4.837,07	18.198	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	1.012.657	USD	4.847,90	9.878	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	121.519	USD	4.819,34	4.570	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Trading	23/02/2023	120.590	EUR	5.173,01	3.528	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	203.931	USD	4.847,90	1.989	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	700.000	USD	5.086,57	1.446	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023	700.000	USD	5.117,41	848	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	67.977	USD	4.847,90	663	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	54.315	USD	4.847,90	530	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023	500.000	USD	5.149,52	393	-
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/06/2023	200.000	USD	4.987,97	43	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	63.778.382
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.000.000	USD	4.197,98	-	869.224
Forward	Cobertura FX Pago CERRE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.200.000	USD	4.650,78	-	556.634
Total valoración								148.605.744	65.204.240

(2) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 6.963.124	\$ 3.177.232
Fideicomisos Embalse Muña (a)	1.351.103	691.146
Fideicomiso Proyecto FAER (b)	151.270	-
Fideicomisos Proyecto ZOMAC (c)	34.746	347.762
Fideicomisos El Quimbo (d)	-	919.024
Total	\$ 8.500.243	\$ 5.135.164

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

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.

(a) El saldo a 31 de diciembre de 2022 corresponde a los fideicomisos con BBVA S.A. así:

Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No. 31636 por \$6.272.540 y Fideicomiso No. 31555 por \$690.584, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del embalse de conformidad con la resolución No 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria el Fideicomiso No. 31683 por valor de \$1.350.741 y el Fideicomiso 32374 por \$362 destinados para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No 479 de 2001 y para el cumplimiento de la resolución No 1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña.

(b) Corresponde al fideicomiso de proyectos FAER para la construcción de redes eléctricas en zonas rurales del sistema interconectado nacional.

(c) El Fideicomiso ZOMAC CDI Cundinamarca se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para el período gravable 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).

(d) El Fideicomiso El Quimbo se constituyó con Corficolombiana S.A., para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica.

(3) Al 31 de diciembre de 2022, el saldo corresponde principalmente a embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias de la Compañía por procesos laborales, civiles y tributarios.

(4) A 31 de diciembre de 2022 la Compañía recibió por concepto de intereses \$3.190.356 correspondientes al Swap de cobertura de tasa de interés deuda en IBR.

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre 2021
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (a)	Comercial	2.500	20%	\$ 2.500.000	\$ -
Derivex S.A. (b)	Comercial	38.262	4,76%	488.377	481.721
Acciones de cuantía menor en otras compañías (c)	Energía			6.318	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (d)	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
Total				\$ 2.994.695	\$ 481.721

a) La Compañía por medio del voto escrito el 28 de noviembre de 2022, autorizó la capitalización en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., por un monto de \$2.500.000 equivalente a 2.500 acciones por una participación del 20% de su composición accionaria.

b) La Compañía en mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por \$579.377. Dicha entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. Al 31 de diciembre de 2022, se realizó una capitalización por valor de \$40.466 equivalente a 2.498 acciones adicionales. Al 31 de diciembre de 2022 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión, reflejando una disminución por (\$33.810).

c) La Compañía ha realizado inversiones con participaciones de menor cuantía en sociedades principalmente del sector eléctrico, a 31 de diciembre de 2022 el saldo asciende a \$6.318.

d) En 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de la Compañía en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 31 de diciembre de 2022 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 39.524.621	\$ 98.079	\$ 33.379.216	\$ -
Beneficios a empleados por préstamos (2)	1.810.747	28.411.158	553.115	7.011.612
Descuento tributario IVA AFRP (3)	-	126.565.894	-	21.352.853
Otras cuentas por cobrar	-	85.748	-	-
\$	41.335.368	155.160.879	33.932.331	28.364.465

- (1) Los anticipos corresponden principalmente 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 \$10.499.694, anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P. en agosto de 2021 por el 50% y en julio de 2022 (\$14.046.222), sobre compra de energía que se realizará desde enero de 2022 hasta diciembre 2023 por \$14.666.418 y anticipo a otros proveedores \$14.358.509.
- (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) Al 31 de diciembre del 2022, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$126.565.894 de acuerdo con el artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de 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 debe cumplir 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 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 1.764.256.599	\$ 117.216.616	\$ 283.714.775	\$ 98.990.119
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	58.370.054	62.481.756	22.137.453	18.300.863
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.822.626.653	179.698.372	305.852.228	117.290.982
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(178.441.911)	(111.533.761)	(9.008.346)	(98.990.119)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(6.713.307)	(10.147.705)	(4.479.400)	(2.806.567)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.637.471.435	\$ 58.016.906	\$ 292.364.482	\$ 15.494.296

Al 31 de diciembre de 2022, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera Vigente	Cartera Vencida			Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (c)
		1-180	181-360	>360		
Cartera de energía (a)						
Cartera No Convenida (a)	\$ 1.306.147.522	\$ 64.228.144	\$ 16.124.747	\$ 175.925.624	\$ 1.562.426.037	\$ 99.073.666
Cientes Masivos	420.656.734	11.471.885	3.938.868	37.395.347	473.462.834	83.547
Grandes Clientes	502.219.482	34.617.981	10.613.007	77.893.548	625.344.018	98.990.119
Cientes Institucionales (b)	172.496.056	2.185.865	1.495.776	57.708.951	233.886.648	-
Otros	210.775.250	15.952.413	77.096	2.927.778	229.732.537	-
Cartera Convenida (c)	29.066.276	2.971.714	455.363	267.372	32.760.725	8.654.314
Cientes Masivos	15.848.576	1.646.961	296.537	133.019	17.925.093	1.808.069
Grandes Clientes	10.632.412	1.228.287	158.826	134.353	12.153.878	6.846.245
Cientes Institucionales	2.585.288	96.466	-	-	2.681.754	-
Cartera de Energía, Bruto	1.335.213.798	67.199.858	16.580.110	176.192.996	1.595.186.762	107.727.980
Deterioro Cartera de energía	(8.590.752)	(8.855.291)	(12.477.010)	(132.143.363)	(162.066.416)	(103.839.360)
Cartera de Energía, Neto	\$ 1.326.623.046	\$ 58.344.567	\$ 4.103.100	\$ 44.049.633	\$ 1.433.120.346	\$ 3.888.620

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

Cartera de negocios Complementarios y Otros (d)	Cartera Vigente	Cartera Vencida			Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (e)
		1-180	181-360	>360		
Cientes Masivos	85.799.762	477.862	577.254	3.306.516	90.161.394	6.846.246
Grandes Clientes	65.276.999	559.409	96.266	12.735.746	78.668.420	2.642.390
Cientes Institucionales	103.914	133.669	931	1.509	240.023	-
Cartera de Negocios Complementarios, Bruto	151.180.675	1.170.940	674.451	16.043.771	169.069.837	9.488.636
Deterioro Cartera de Negocios Complementarios	(3.814.054)	(154.785)	(341.851)	(12.064.805)	(16.375.495)	(7.694.401)
Cartera de Negocios Complementarios, Neto	147.366.621	1.016.155	332.600	3.978.966	152.694.342	1.794.235
Total Cuentas Comerciales, Bruto	1.486.394.473	68.370.798	17.254.561	192.236.767	1.764.256.599	117.216.616
Deterioro Cuentas Comerciales	(12.404.806)	(9.010.076)	(12.818.861)	(144.208.168)	(178.441.911)	(111.533.761)
Total Cuentas Comerciales, Neto	\$ 1.473.989.667 \$	\$ 59.360.722 \$	\$ 4.435.700 \$	\$ 48.028.599 \$	\$ 1.585.814.688 \$	\$ 5.682.855

Al 31 de diciembre de 2021, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente	Cartera no corriente
		1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cuentas comerciales, bruto	\$ 279.852.172 \$	\$ 786.638 \$	\$ - \$	\$ 3.075.965 \$	\$ 283.714.775 \$	\$ 98.990.119
- Grandes clientes	93.249.101	77.565	-	-	93.326.666	98.990.119
- Clientes institucionales	31.889.136	659.190	-	-	32.548.326	-
- Otros	154.713.935	49.883	-	3.075.965	157.839.783	-
- Provisión deterioro	(5.877.249)	(55.132)	-	(3.075.965)	(9.008.346)	(98.990.119)
Cuentas Comerciales, neto	\$ 273.974.923 \$	\$ 731.506 \$	\$ - \$	\$ - \$	\$ 274.706.429 \$	\$ -

(1) Al 31 de diciembre de 2022 la variación de las cuentas por cobrar comerciales corresponde principalmente a:

(a) Cartera corriente de clientes residenciales del mercado regulado por \$921.243.598.

Al 31 de diciembre de 2022 la cartera estimada del mercado no regulado presenta un aumento de \$96.410.503, principalmente por incremento en precios de los contratos y mayor energía contratada para mercado mayorista por 157,3 GWh y mercado no regulado por 52,7 GWh.

Aumento de la cartera facturada de mercado mayorista y no regulado por \$53.755.139 por vencimiento de facturación.

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Compañía contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 la Compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$351.055.500 respectivamente.

De acuerdo con la emergencia sanitaria social y ecológica originada por el brote del Covid-19, al 30 de septiembre de 2021 la cartera de energía residencial de los estratos del 1 al 4 se sometió a lo estipulado en los artículos 1 y 2 del Decreto 517 del 04 de abril de 2020 y artículos 2 y 3 de la Resolución 058 del 14 de abril de 2020 de la CREG, por las cuales se adoptaron medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica todos los comercializadores deberán ofrecer a sus usuarios residenciales de estrato 1 a 4 opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, para los demás usuarios regulados, antes de realizar la suspensión del servicio por falta de pago, el comercializador deberá ofrecer opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, aplicando las tasas establecidas en la Resolución.

Al 31 de diciembre de 2022 la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$5.243.048, la porción corriente corresponde a \$5.159.501 y no corriente \$83.547.

La cartera no corriente del mercado no regulado al 31 de diciembre de 2022 corresponde a los contratos de suministro de Energía No. EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y el otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., que por dificultades internas de flujo de caja del cliente se acuerda ampliar el pago de la factura por \$98.990.119, provisionada al 100%.

(b) Los saldos corrientes corresponden principalmente a la cartera del mercado regulado \$67.938.957, cartera de Alumbrado Público \$64.478.760 y esquemas regulatorios \$76.018.407. La cartera no corriente presentó durante el año 2022 una disminución en el segmento de distribución por \$120.117.908, correspondiente al castigo de la cartera de la cuenta por cobrar en mora de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) por concepto del IVA de arrendamiento de infraestructura del alumbrado público, facturado no recaudado desde julio de 2013.

El 14 de noviembre de 2013 la Compañía elevó una consulta a la DIAN sobre la aplicabilidad del Artículo 19 del Decreto 570 de 1984, para la determinación de la base gravable especial en el arrendamiento de bienes muebles; la DIAN emitió una respuesta sin resolver la solicitud realizada por la Compañía. Posteriormente, el 4 de noviembre de 2014, la DIAN emitió un nuevo concepto que no llegó a definir la consulta de la Compañía, razón por la cual el 16 de diciembre de 2014, se radicó un nuevo comunicado solicitando la aclaración del concepto.

Paralelamente, con el fin de aclarar si el arrendamiento de la infraestructura de alumbrado público causa IVA, el 5 de diciembre de 2014 la Compañía elevó una consulta a la DIAN.

El 6 junio de 2015, la Compañía presentó la solicitud de conciliación con la UAESP ante la Procuraduría, la cual fue rechazada inicialmente argumentando que la misma no era procedente; no obstante, se presentó el recurso pertinente el cual fue resuelto favorablemente el 1 de julio de 2015 fijando audiencia de conciliación el 5 de agosto de 2015. La audiencia de conciliación se llevó a cabo en la fecha indicada, pero las partes decidieron no conciliar.

Simultáneamente, el 17 de junio de 2015 se presentó la demanda contra la UAESP con el fin de evitar que la Entidad argumentara el vencimiento del término para demandar si la misma fuera presentada con posterioridad a la audiencia de conciliación. El 2 de octubre de 2015, la Compañía solicitó una medida cautelar que tenía como objeto que la UAESP pagara anticipadamente el saldo adeudado, la cual fue negada por la sección tercera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca considerando que esto se resolvía en la sentencia.

La DIAN mediante el concepto No 100202208-0808 del 1 de septiembre de 2015, se pronunció respecto al tratamiento del IVA en el arrendamiento de infraestructura para el servicio de alumbrado público, aclarando que el servicio de Alumbrado Público no es un servicio público domiciliario y que por tal motivo sobre este servicio se causa IVA; opinión que respaldaba el cobro que ha realizado la Compañía a la UAESP.

El 6 de octubre de 2016, la Compañía fue notificada del fallo de primera instancia proferido el 28 de septiembre de 2016 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, el cual niega las pretensiones de la demanda presentada por la Compañía respecto a la obligación del pago del IVA por el arrendamiento de la infraestructura para la prestación del servicio de alumbrado público, por parte de la UAESP. La sentencia manifiesta principalmente que: (i) La Compañía es prestadora del servicio de alumbrado público en el Distrito de Bogotá y en su condición de prestador del servicio es responsable del impuesto; (ii) En el anexo No. 1 del acuerdo del 25 de enero de 2002 no se incluyó el IVA dentro de los componentes de liquidación (a) suministro de energía (b) arrendamiento de infraestructura (c) administración, operación y mantenimiento, por lo cual se entiende que el IVA está incluido en el costo de prestación del servicio, y (iii) desnaturaliza el contrato de arrendamiento teniendo en cuenta que el convenio No. 766 de 1997, no reúne los requisitos del mismo.

El 21 de octubre de 2016, La Compañía radicó ante el Tribunal de Cundinamarca, el recurso de apelación contra la sentencia proferida por dicha corporación judicial. Posteriormente se radicó petición de prelación de fallo ante el Consejo de Estado, con el fin de dar celeridad al recurso de apelación, teniendo en cuenta la importancia e impacto del proceso.

El 17 de marzo de 2017, la Compañía fue notificada por parte de la Sección Tercera del Consejo de Estado manifestando la aceptación del recurso de apelación frente a la sentencia emitida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. En ese orden y con el fin de agilizar el pronunciamiento de esta instancia frente a la sentencia emitida, la Compañía radicó un memorial solicitando la prelación del fallo, el cual se ingresó a despacho el 7 de abril de 2017.

El 4 de septiembre de 2017, La DIAN mediante el concepto No 100202208-0881 dirigido a la UAESP confirma la doctrina contenida en el Oficio No 025652 del 3 de septiembre de 2015, en la cual se concluye que el servicio de alumbrado

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

público no está dentro del marco de exclusión señalado en el artículo 476 del estatuto tributario, en otras palabras, que el servicio de alumbrado público no es un servicio público domiciliario y que por tal motivo sobre este servicio se causa IVA.

El 29 de septiembre de 2017, el despacho notificó abstenerse sobre la prelación de fallo en la etapa procesal en la que se encuentra el proceso y notifica a la parte para que presenten los alegatos de conclusión. El 11 de octubre de 2017 la Compañía presentó los alegatos de conclusión y el 13 de octubre de 2017 se presentaron alegatos por parte de la UAESP.

El 23 de octubre de 2017, se presentó memorial aportando el concepto mención como parte de las pruebas del proceso; así como también, se solicitó nuevamente la prelación de fallo.

Al periodo informado la UAESP no ha efectuado el pago por el IVA del servicio de arrendamiento correspondiente al 2015 y anteriores, exceptuando, noviembre y diciembre de 2015 que fueron cancelados en marzo de 2016 por \$1.987.355. Así mismo, la UAESP canceló el periodo comprendido entre enero y julio de 2016 por \$7.104.425; sin embargo, como resultado de la emisión del fallo en mención la UAESP desistió de los pagos a partir la facturación del servicio de agosto de 2016.

Los saldos no corrientes al 2019 y 2018, incluyen la cuenta por cobrar en mora de la UAESP por concepto del IVA de arrendamiento de infraestructura del alumbrado público, facturado no recaudado desde julio de 2013. Este monto corresponde a \$74.089.203 y \$65.377.442, respectivamente.

Con base en el concepto de los abogados externos de la Compañía y en línea con lo establecido en la NIIF 9 la compañía consideró que independientemente del porcentaje de pérdida establecido existen variables que pueden conducir a la existencia de un alto riesgo de pérdida y por lo tanto, se toma la decisión de provisionar el 100% de la cartera al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

El 7 de septiembre de 2022, el Consejo de Estado notificó a la Compañía la sentencia de segunda instancia desfavorable, donde confirma la sentencia que en su momento emitió el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Los argumentos de la sentencia de segunda instancia son: i) El contrato no es de arrendamiento, es de suministro. ii) No se pronuncia si el servicio tiene IVA, se centra en determinar a cargo de quien está. iii) La Compañía es la dueña de la infraestructura y recibe remuneración por este uso para la prestación del servicio (voluntad de las partes) lo cual implica que el IVA está incluido en tal remuneración iv) Si bien las partes se valieron de la palabra arrendamiento, no implica que la metodología acordada en el año 2002 convierta a la UAESP en arrendataria.

Por lo anterior, el efecto inmediato será la suspensión del cobro del IVA a la UAESP. A la fecha el valor provisionado es de COP\$118.647.686. Como alternativa judicial ante este fallo se presentó una acción de tutela con el fin de buscar amparar el derecho al debido proceso y acceso a la administración de justicia, en tanto que el Consejo de Estado no se pronunció sobre todos los puntos de nuestro recurso de apelación y desconoció doctrina de la DIAN en materia del impuesto del IVA.

Al 31 de diciembre de 2022 la suma provisionada fue castigada por valor de \$120.117.908, ante la imposibilidad de recuperación de la cartera y la calificación de los abogados de la Compañía a la acción de tutela inferior al 25%.

- (c) 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. Al 31 de diciembre de 2022, la cartera de corto plazo asciende a \$32.760.725, el detalle por plazos de vencimiento de la cartera no corriente es el siguiente:

<u>Año</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2022</u>	
Entre uno y dos años	\$	4.054.067
Entre dos y tres años		2.037.282
Mayor a tres años		2.562.965
Total	\$	8.654.314

- (d) La cartera de negocios complementarios y otros 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 2022, la cartera de corto plazo asciende a \$182.012.802, El detalle por plazos de vencimiento de la cartera no corriente es el siguiente:

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

Año	Al 31 de diciembre de 2022	
Entre uno y dos años	\$	7.146.874
Entre dos y tres años		2.235.622
Mayor a tres años		106.140
Total	\$	9.488.636

(2) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$59.161.794, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$6.888.717 por concepto de préstamos de vivienda, educación; entre otros. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75% y para personal retirado 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.

Cuentas por cobrar a terceros correspondientes a trabajos a particulares e infraestructura de la línea de distribución por \$15.033.098, cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra la central Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$3.416.948, multas y sanciones de contratos por \$2.277.656, acuerdos tripartitos \$3.114.986, arrendamientos \$798.109, servicios de administración y supervisión por \$437.650.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 31 diciembre de 2022, se encuentra 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 la Compañía:

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
Provisión de deterioro cuentas comerciales				
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$	142.993.681	\$	-
Modelo Simplificado Individual (b)		147.111.763		107.998.465
Total Provisión de deterioro cuentas comerciales		290.105.444		107.998.465
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar				
Modelo General Colectivo		16.731.240		7.285.967
Total Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		16.731.240		7.285.967
Total	\$	306.836.684	\$	115.284.432

Por el año 2022 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.

(b) Modelo simplificado individual:

La variación corresponde principalmente a los saldos provenientes de Codensa S.A. E.S.P., por efecto de la fusión (ver nota 1.4):

- Provisión mantenimiento e infraestructura Distrito por \$150.904.
- Provisión cartera de municipios \$12.325.991, principalmente Municipio de Sopo por \$4.690.461.

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

- Provisión de cartera de otros negocios \$12.336.271 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. \$7.237.127 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. por \$4.092.557.
- Incremento provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) por \$16.521.083.
- Provisión cartera peajes por \$407.192.
- Disminución provisión cartera comercial energía y gas del mercado no regulado, mayorista y bolsa (\$2.628.143), principalmente por actualización de información financiera de los clientes, mejoraron las Probabilidades de incumplimiento de estos.

Al 31 de diciembre de 2022 la suma provisionada fue castigada por valor de \$120.117.908, ante la imposibilidad de recuperación de la cartera y la calificación de los abogados de la Compañía a la acción de tutela inferior al 25%.

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 2022 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.

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 2022 y de 2021, 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 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Subordinada	Construcción patio Usme (1)	\$ 376.336.585	\$ -
Fontibón Z.E. S.A.S.	Colombia	Subordinada	Contrato de mandato (2)	236.671.076	-
Enel Gríds S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados	2.783.640	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	España	Otra (*)	Servicios off-shore	1.321.459	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Prestación de servicios	854.000	854.000
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados	85.005	25.245
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	931.395	-
Grupo de Energía de Bogotá S.A.E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación Navideña	798.319	-
Grupo de Energía de Bogotá S.A.E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Descuento de energía	46.013	-
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	43.331	-
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	439.052	-
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados	407.608	597.120
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados	615.228	-
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Reembolsos póliza covid19	12.791	40.383
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	-
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados	69.314	-
Enel X Colombia SAS E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Compra de Energía	201.197	-
Enel X Colombia SAS E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Transporte de Energía	66.984	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	132.752	24.176
Enel Global Trading SPA	Italia	Otra (*)	Expatriados	123.910	-
Kino Facilities Manager S.A. de C.V.	México	Otra (*)	Expatriados	183.198	18.057
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados	108.062	-
Enel Green Power Spa	Italia	Otra (*)	Expatriados	93.843	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados	64.163	-
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados	62.933	-
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados	46.711	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	44.266	-
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Expatriados	33.107	-
Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Otra	Venta de energía (3)	-	13.680.336
Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Otra	Representación comercial (3)	-	3.090.008
Codensa S.A. E.S.P.	Colombia	Otra	Contrato atención emergencias	-	21.803
Total				\$ 622.875.651	\$ 18.351.128

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

(**) El Grupo Energía 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 a relacionadas por valor de \$17.050.

- (1) Corresponde a la cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II; así como, el suministro de cargadores e-bus derivado del contrato de construcción del patio ubicado en la localidad de Usme de la ciudad de Bogotá D.C. Este saldo proviene del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).
- (2) Cuenta por cobrar correspondiente al pago de proveedores de Fontibón Z.E. S.A.S. de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes. Este saldo proviene del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).
- (3) La variación corresponde a la eliminación de partidas abiertas del proceso de fusión a partir del 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4 Fusión).

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	AI 31 de diciembre de 2022	AI 31 de diciembre de 2021
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	\$ 105.053.782	\$ -
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.930.360	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	38.712.981	714.580
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (2)	14.099.499	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	6.742.033	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	341.079	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	332.969	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (3)	10.173.919	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (1)	8.044.863	1.538.755
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	1.149.536	203.498
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	50.984
Enel GI Th Generation S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	9.518.443	9.352.988
Enel GI Th Generation S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	673.153	1.011.096
Enel GI Th Generation S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería (4)	-	4.414.185
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (2)	8.347.242	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	6.822.632	-
Enel Green Power Romania S.R.L.	Romania	Otra (*)	Impatriados	1.925.349	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	1.866.589	2.919.022
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	164.890	214.958
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	1.410.731	-
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	843.207	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	658.798	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	120.962	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	630.988	556.465
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	441.238	242.398
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	261.695	134.694
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	218.852	653.988
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de ingeniería (4)	-	1.057.476
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	134.512	-
Energía y Servicios South América	Chile	Otra (*)	Otros servicios	61.987	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	12.152	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-
Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	-
Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	385	-
Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	385	-
Transmisora de Energía Renovable S.A	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	385	-
Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	240	-
Codensa S.A. E.S.P.	Colombia	Otra	Compra de energía (5)	-	17.837.662
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Colombia	Otra	Compra de energía (5)	-	3.435.831
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	-	726.456
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	377.801
Total				\$ 220.839.398	\$ 45.442.837

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

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

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

- (1) La variación corresponde al efecto neto de pago de facturas y provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre de 2022 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel. Adicionalmente incluyen los saldos que provienen del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).
- (2) Corresponde a servicios profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi.
- (3) Corresponde a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, La Loma, Guayepo, Sabanalarga, Fundación y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi.
- (4) La variación corresponde al pago total y cierre del contrato por servicios de Ingeniería.
- (5) La variación corresponde a la eliminación de partidas abiertas del proceso de fusión a partir del 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4 Fusión).

Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Subordinada	Anticipo Cargadores (1)	\$ 10.748.199	\$ -
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Subordinada	Anticipo Cargadores (1)	7.942.630	-
Total				\$ 18.690.829	\$ -

- (1) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibon ZE y Usme ZE han realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la 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.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de energía (a) \$	148.989.211	\$ 1.364.166.667
Codensa S.A. E.S.P.	Otros servicios (a)	24.000	130.910
Codensa S.A. E.S.P.	Ingresos financieros (a)	123	842
Usme Z.E. S.A.S.	Construcción patio Usme	40.406.048	-
Usme Z.E. S.A.S.	Financieros	9.703.711	-
Egp Panama S.R.L.	Diferencia en cambio	18.455.522	-
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Venta de energía (a)	13.111.584	66.624.347
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Servicios de administración	-	767.486
Fontibón Z.E S.A.S	Intereses	11.502.791	-
Fontibón Z.E S.A.S	Construcción patio Fontibon	1.972.757	-
Generadora de Occidente Ltda	Diferencia en cambio	6.098.127	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	Servicios off-shore	1.045.700	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	Diferencia en cambio	170.012	-
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	1.418.354	-
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	825.592	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicios admin	1.327.154	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación Navideña	798.319	-
Enel GL TH Generation	Diferencia en cambio	988.370	108.405
Enel GL TH Generation	Expatriados	203.168	249.537
Renovables De Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	899.369	-
Transmisora Energía Renovable S.A.	Diferencia en cambio	861.358	-
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	704.358	55.118
Enel S.P.A.	Expatriados	-	17.351
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	601.093	-
Enel Chile S.A.	Servicios Informáticos	389.701	-
Enel Chile S.A.	Expatriados	76.788	-
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	329.654	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)

Notas a los Estados Financieros Separados

(En miles de pesos)

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	57.476	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Venta de energía	201.197	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía	150.667	-
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	164.537	95.624
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	109.298	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	165.416	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	140.382	132.912
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	123.790	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	123.339	25.245
Enel Generación Perú S.A.A.	Prestación de servicios	-	854.000
Kino Facilities Manager S.A. De C.V.	Expatriados	72.923	18.058
Enel Produzione S.P.A.	Expatriados	59.005	-
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en Cambio	12.822	-
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	44.268	-
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en Cambio	17.388	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	39.820	-
Enel Fortuna	Garantías	33.108	-
Enel Distribución Perú S.A.	Expatriados	15.510	-
Enel Américas S.A.	Expatriados	7.026	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	93	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	80	24.369
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	-	14.543
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	7.048
Enel Italia S.R.L.	Otros Servicios	-	3.097
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	588
CESI S.P.A	Diferencia en cambio	-	725
Total		\$ 262.441.009	\$ 1.433.296.872

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía (a) \$	32.868.945	\$ 213.885.551
Codensa S.A. E.S.P.	Gastos financieros (a)	28.021	120.437
Codensa S.A. E.S.P.	Otros servicios	-	1.188.321
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos	11.556.263	-
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	2.509.994	-
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	1.660.926	-
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos	10.018.046	334.373
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	2.524.269	79.562
Enel SPA.	Garantía e intereses	9.175.964	-
Enel SPA.	Servicios Informáticos	5.014.420	1.537.236
Enel SPA.	Expatriados	2.050.213	412.296
Enel SPA.	Diferencia en cambio	736.073	138.968
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Compra de energía (a)	7.503.795	32.473.690
Enel GI Th Generation S.R.L.	Servicios informáticos	4.435.733	4.913.855
Enel GI Th Generation S.R.L.	Diferencia en cambio	262.690	591.706
Enel GI Th Generation S.R.L.	Impatriados	32.691	639.998
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	4.412.459	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos	935.629	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	834.176	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	255.752	-
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	2.466.445	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	54.961	-
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	2.294.944	2.520.639
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	109.856	271.110
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	-	433.778
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos	2.169.992	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	515.011	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Dispon. infraestructura	1.579.277	1.495.246
Fundación Enel Colombia.	Donaciones	1.156.739	1.012.999
Enel Green Power Romania Srl	Impatriados	790.883	-
Enel Green Power Romania Srl	Diferencia en Cambio	156.459	-
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	530.357	-
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	474.691	521.697
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	15.964	6.714
Enel Distribución Chile S.A.	Impatriados	299.916	-
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	211.795	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	50.203	41.576
Enel Italia S.R.L.	Impatriados	211.566	81.205

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

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	80.035	-
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Impatriados	182.647	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra optica Betania	161.840	267.750
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros Servicios	2.032	-
Enel Chile.	Expatriados	120.962	-
Enel Chile.	Diferencia en cambio	108.308	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	97.347	-
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	86.714	-
Usme Z.E. S.A.S.	Gasto Financiero	63.939	-
Enel Brasil S.A.	Impatriados	56.908	139.159
Fontibón Z.E S.A.S	Gasto Financiero	47.340	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	Diferencia en cambio	20.882	-
Energía y Servicios South América	Otros servicios	11.592	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	8.672	-
Cesi S.p.A.	Diferencia en cambio	2.100	-
E-distribuzione SpA	Diferencia en cambio	1.755	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía	759	-
Generadora de Occidente Ltda	Diferencia en cambio	6	-
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	4	-
Transmisora Energía Renovable S.A.	Diferencia en cambio	4	-
Renovables De Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	2	-
Eqp Panama S.R.L.	Diferencia en cambio	1	-
Enel Produzione S.p.A.	Diferencia en cambio	-	51.966
Enel Produzione S.p.A.	Impatriados	-	27.333
Total		\$ 110.958.967	\$ 263.187.165

(a) Corresponde a transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022.

Junta directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

La Compañía cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral. Mientras la Compañía tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva, vigente al 31 de diciembre de 2022, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 29 de marzo de 2022. 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 29 de marzo de 2022 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 107 celebrada el 29 de marzo de 2022, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Lucio Rubio Díaz	Francesco Bertoli
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Maurizio Rastelli
Tercero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Cuarto	Carolina Soto Losada	Sin Designación
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Sin designación

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

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 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Rubio Diaz Lucio	\$ 136.641	\$ 55.147
Vargas Lleras José Antonio	127.949	55.147
Ortega López Juan Ricardo	127.709	50.718
Martinez Ortiz Astrid	118.777	-
Soto Losada Carolina	118.777	-
Caldas Rico Andrés	109.844	50.615
Tabares Ángel Jorge Andrés	109.844	-
Villasante Losada Alvaro	36.194	55.147
Rastelli Maurizio	9.040	-
Veleño Quintero Martha Yaneth	-	51.017
Lafaurie Luisa Fernanda	-	55.147
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	-	4.533
Alfonso Orjuela Jaime	-	4.429
Castro Lachner Luis Javier	-	4.131
Total general	\$ 894.775	\$ 386.031

Personal clave de la gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Lucio Rubio Díaz	Gerente	enero – diciembre
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	enero – diciembre
Fernando Gutierrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	enero – diciembre
Francesco Bertoli	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	marzo – diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Compañía ascienden del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 a \$9.840.963. Estas remuneraciones incluyen los salarios y beneficios a corto y largo plazo (bono anual por cumplimiento de objetivos y bono LTI).

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Remuneraciones	\$ 6.955.482	\$ 2.208.149
Beneficios a corto plazo	1.452.147	640.598
Beneficios a largo plazo	1.433.334	1.179.036
Total	\$ 9.840.963	\$ 4.027.783

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

Al 31 de diciembre de 2022 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.

Al 31 de diciembre del año 2022 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

	<u>Al 31 de diciembre de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 254.474.855	\$ 29.631.367
Carbón (2)	86.464.724	27.436.359
Transformadores	46.094.006	-
Fuel oil (3)	32.550.531	22.399.327
Materiales no eléctricos (1)	10.220.806	-
Otros inventarios	3.307.773	-
Bonos de carbono CO2 (4)	90.656	14.690.586
Total inventarios	\$ 433.203.351	\$ 94.157.639

(1) Los Materiales y accesorios están compuestos:

	<u>Al 31 de diciembre de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Repuestos y materiales (a)	\$ 269.656.406	\$ 29.631.367
Provisión de materiales (b)	(4.960.745)	-
Total otros inventarios	\$ 264.695.661	\$ 29.631.367

(a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que serán 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 2022, el incremento se presenta a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

(b) Al 31 de diciembre de 2021 se realizó el uso total de la provisión para el periodo 2021 y para la vigencia 2022 se constituye provisión de obsolescencia correspondiente a materiales eléctricos y accesorios para los proyectos de redes y subestaciones y para la Central Cartagena.

(2) Carbón (Central Termozipa): Con corte a diciembre 31 de 2022 y con respecto al mismo corte de 2021, el inventario de carbón se incrementó en cantidad por la necesidad de iniciar la estación de verano (a partir de diciembre) con el máximo volumen almacenado, ante las expectativas de alto consumo en dicha estación (hasta abril/2023). Adicionalmente, los precios se incrementaron por desbalance entre oferta y demanda y los impactos en los mercados de combustibles del conflicto Rusia-Ucrania.

(3) Fuel Oil (Central Cartagena): Al 31 de diciembre de 2022 el volumen del inventario de combustóleo no registró variación relevante con respecto al cierre de 2021. No obstante, el valor del inventario aumentó debido a que las compras realizadas para reponer el stock incorporaron un mayor precio del combustible, como efecto del conflicto Rusia-Ucrania. Dichas compras se efectuaron para reponer el consumo derivado del despacho de la Central Cartagena (generaciones de seguridad del SIN y pruebas).

(4) Al 31 de diciembre de 2022, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$54.656.620, correspondientes 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 y 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$16.485.062 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por (\$54.565.964).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el período, corresponde a los consumos para la generación de energía.

10. Activos no corrientes mantenidos para la venta

	Al 31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021
Acciones Colombia ZE S.A.S. (1)	\$ 44.318.800	\$ -
Propiedades, planta y equipo (2)	261.138	-
	\$ 44.579.938	\$ -

(1) El 27 de enero de 2021 entre Transmilenio S.A. (en adelante "TMSA") y Bogotá ZE Colombia S.A.S. (en adelante "Bogotá ZE") se firmó un contrato de concesión para la prestación de servicio público de las unidades funcionales 7 (Fontibón IV) y 13 (Usme II); para el desarrollo de lo anterior, se hizo necesario crear los concesionarios Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S., Para la ejecución de estos contratos, siendo el único accionista de ellos Bogotá ZE.

Para esta operación con TMSA se suscribió un acuerdo complementario entre Enel X (ahora Colombia ZE S.A.S.) y AMP el 18 de diciembre del 2020. AMPCI Ebus Development LLC (en adelante "AMP") tiene la calidad de socio estratégico para ser partícipe de la gestión del contrato en las dos unidades funcionales: (i) UF7 - Fontibón IV, y (ii) UF13 - Usme II.

En línea con lo anterior para el desarrollo de esta operación con TMSA se hace necesario los siguientes pasos:

- El traslado de las acciones que la Compañía tiene sobre Bogota ZE S.A.S. con una participación del (63%) a Colombia ZE S.A.S. en calidad de especie, para condensar todo en un solo vehículo jurídico.
- Según lo establecido en el acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, la Compañía notificó a AMP el cumplimiento de las condiciones para la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S. y sobre las cuales AMP pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de estas sociedades.

El 19 de julio de 2022 mediante acta No.10 de Asamblea extraordinaria de Accionista único de Colombia ZE S.A.S. se aprueba la realización de una capitalización de la Sociedad, la cual se pagará con un aporte en especie de las acciones que tiene la Compañía en la sociedad Bogota ZE S.A.S. a favor de la sociedad Colombia ZE S.A.S.

La Compañía canceló las acciones suscritas en favor de Colombia ZE S.A.S. con un aporte en especie de 317.248.010 acciones ordinarias que tiene en la sociedad Bogota ZE S.A.S., participación que tiene un valor nominal más una prima en colocación para un valor total de las acciones que aporta en especie de \$31.724.801.

Por lo anterior, al 31 de diciembre de 2022, y según la disposición de la Norma Internacional de Información Financiera Activos no corrientes mantenidos para la venta (NIIF 5), la Compañía reclasificó a Activos no corrientes mantenidos para la venta a valor razonable lo correspondiente al 80% de las inversiones de Colombia ZE S.A.S.

	Al 31 de diciembre 2022
Colombia ZE S.A.S.	\$ 44.318.800
Total, Activo Mantenido para la venta	\$ 44.318.800

Así mismo, la Compañía ha reconocido el deterioro de estos activos mantenidos para la venta, de acuerdo con el valor de compra fijado en el 80% del total del capital y la prima en colocación de acciones de la sociedad Colombia ZE S.A.S y Bogotá ZE S.A.S, siendo este inferior al valor en libros registrado por \$54.512.717.

(2) Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre la Compañía y Estandarte Promotora S.A.S., se formaliza el proceso de compra de activos por parte de esta entidad con el primer pago efectuado en el mes de agosto de 2021.

Este acuerdo considera dos activos:

Una bodega (edificio y terreno) ubicada en el municipio de Facatativá (Cundinamarca), actualmente se tiene un contrato de arrendamiento en el cual el comprador es el arrendatario.

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

El terreno denominado Waku-Waku ubicado en la ciudad de Bogotá, sobre el cual se ha firmado un contrato de derechos fiduciarios.

El 30 de junio se cumplió el hito del segundo pago por valor de \$6.100.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$5.412.112 y bodega Facatativá por \$687.888.

El 29 diciembre de 2022 se recibió el tercer abono por valor de \$5.000.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$2.902.348 y bodega Facatativá por \$ 2.097.652.

Al 31 de diciembre de 2022 se protocolizó la venta del Lote Waku-Waku mediante la escritura 2345-22 de la notaría 70 por el cual se realizó la transferencia de dominio, adicionalmente la venta de la bodega Facatativá se realizó parte de la protocolización de la venta a través de la escritura 2346-22, al 31 de diciembre de 2022 se encuentra en proceso de protocolización en virtud de la licencia de subdivisión del predio por valor en libros de \$261.138.

Teniendo en cuenta la formalización del proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta, se clasifican como activos mantenidos para la venta por el valor en libros, que es inferior al valor razonable de los activos.

	Al 31 de diciembre de 2022
Propiedades, planta y equipo, neto	
Terrenos Bodega Facatativá	\$ 261.138
	\$ 261.138

11. Activos por impuesto sobre la renta

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Activos por impuestos de renta (1)	\$ 5.842.707	\$ 2.420.336
Total activos por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 2.420.336

(1) La variación del activo por impuesto corriente corresponde al reconocimiento de \$1.002.035 por el pago de autorretenciones a favor del 2019 presentadas y del 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. En ese sentido la discriminación de cada periodo corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Autorretenciones a favor 2020	\$ 2.420.336	\$ -
Autorretenciones a favor 2019	1.002.035	-
Menor valor de anticipo 2020	2.420.336	2.420.336
Activo por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 2.420.336

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.

En escritura pública No. 562 del 1 de marzo de 2022 de la Notaría 11 de Bogotá D.C., inscrita en esta Cámara de Comercio el 1 de marzo de 2022, con el No. 02798609 del Libro IX, mediante fusión la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. (ahora Enel Colombia S.A. E.S.P.) absorbe a las sociedades: Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power S.A.S. E.S.P. y la sociedad extranjera ESSA2 SpA, las cuales se disolvieron sin liquidarse. (Ver nota 1.4 Fusión).

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Titulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	\$ 1.844.660.040	\$ -
Enel Panamá CAM S.R.L. (1)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.535.966.264	-
Enel Costa Rica CAM S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	501.148.065	-
Generadora de Occidente Ltda.	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	226.445.298	-
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	2.335.568	99,9979%	164.578.039	-
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	117.182.579	-
P.H. Chucas S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	24.690	37,7947%	101.514.908	-
Colombia ZE S.A.S. (3)	Servicios	Subsidiaria	5.186.737	100,0000%	78.911.938	-
Tecnoquat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	69.270.712	-
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (4)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	14.584.815	-
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	10.864.870	-
Enel Guatemala S.A. (5)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	4.558.559	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (6)	Inversión	Subsidiaria	50.368	100,0000%	4.208.563	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (7)	Servicios Portuarios	Subsidiaria	851.757	99,9900%	3.721.937	9.439.165
Llano Sánchez Power One S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,1996%	741	-
Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	477	-
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica CAM S.A. (8)					(101.108.667)	-
Colombia ZE S.A.S. (*)					(54.512.717)	-
P.H. Chucás S.A. (8)					(31.528.510)	-
					\$ 4.490.467.911	\$ 9.439.165

(1) Enel CAM Panamá S.R.L. antes Enel Green Power Panamá SRL: 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 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

El Grupo está conformado por diez (10) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, el Grupo opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y diez (10) plantas de generación fotovoltaicas, tres (3) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de diciembre de 2022.

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna, S.A.
- Enel Renovable S.R.L. (antes Enel Solar, S.R.L.)
- Jaguito Solar 10MW, S.A.
- Progreso Solar 20MW, S.A.
- Generadora Solar Austral, S.A.
- Generadora Solar El Puerto, S.A.
- Generadora Solar Occidente, S.A.
- Llano Sanchez Solar Power One, S.R.L.
- Generadora Eólica Alto Pacora, S.R.L.
- Generadora Solar Tolé, S.R.L.

(2) Enel Costa Rica CAM S.A. antes Enel Green Power Costa Rica S.A.: es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales. La Compañía 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 setiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de setiembre del 2090.

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.

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

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.
- Energía Global Operaciones S.R.L.

(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 Bogota ZE S.A.S a Colombia ZE S.A.S. por \$31.724.801. Adicionalmente, pago de dividendos a Enel Colombia S.A. E.S.P. por \$510.718.

A 31 de diciembre de 2022 Enel Colombia S.A. E.S.P. mantiene legalmente el 100% de las acciones de Colombia ZE S.A.S, sin embargo, el cálculo del método de participación se calcula sobre el 20% atendiendo que el 80% restante está clasificado como un activo mantenido para la venta (ver nota 10).

(4) 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.

(5) Enel Guatemala S.A. antes Enel Green Power Guatemala, S.A.: es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio en la Ciudad de Guatemala. El termino de duración es indefinido.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Iburgüen, 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.
- Tecnoquat S.A.
- Generadora Montecristo S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.
- Transmisora de Energía Renovable S.A.

(6) En junio de 2022 se realizó la capitalización de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (anteriormente Inversora Codensa S.A.S.) por valor de \$4.386.800.

(7) Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. que tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados; así como la administración de estos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley.

La variación corresponde principalmente al deterioro de los activos intangibles que posee la sociedad, ya que gran parte de su actividad comercial se deriva de operaciones que se tienen con esta Central, a la cual se le realizó un deterioro al cierre del ejercicio.

(8) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad. Para Chucás S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad.

Información correspondiente a las subsidiarias de Enel Colombia:

La información financiera al 31 de diciembre de 2022 de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

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

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Colombia ZE S.A.S. (*)	5.248.847	116.885.935	122.134.782	138.678	121.996.104	122.134.782
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (**)	4.449.963	865.728	5.315.691	1.107.128	4.208.563	5.315.691
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	3.626.909	554.240	4.181.149	458.840	3.722.309	4.181.149

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado de otras inversiones	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (perdida) del período
Colombia ZE S.A.S. (*)	-	(13.868)	359.847	60.151.954	(122.043)	60.375.890
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (**)	824.758	(1.103.178)	2.971	-	94.698	(180.751)
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.900.242	(7.557.297)	7.456	-	(67.630)	(5.717.229)

(*) antes Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

(**) antes Inversora Codensa S.A.S.

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.	333.181.206	1.535.801.631	1.868.982.837	24.305.905	15.047	1.844.661.885	1.868.982.837
Enel Panamá CAM S.R.L. (*)	855.554.510	1.409.183.077	2.264.737.587	661.343.977	187.035.454	1.416.358.156	2.264.737.587
Enel Costa Rica CAM S.A.	117.989.827	296.934.004	414.923.831	12.995.583	1.888.850	400.039.398	414.923.831
Generadora de Occidente Ltda.	81.510.520	170.513.232	252.023.752	8.629.097	14.662.031	228.732.624	252.023.752
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	65.892.882	101.324.765	167.217.647	2.636.152	-	164.581.495	167.217.647
Generadora Montecristo, S.A.	385.652.630	99.921.754	485.574.384	323.736.022	44.654.260	117.184.102	485.574.384
PH Chucás S.A.	29.037.511	764.374.940	793.412.451	406.208.887	202.028.399	185.175.165	793.412.451
Tecnoguat, S.A.	16.877.983	78.506.578	95.384.561	3.021.704	1.908	92.360.949	95.384.561
Enel Renovable S.R.L. (**)	15.177.560	313.116.043	328.293.603	236.684.266	11.577.822	80.031.515	328.293.603
Enel Guatemala S.A. (***)	103.044.625	33.938.069	136.982.694	111.997.823	20.425.856	4.559.015	136.982.694
Llano Sanchez Power One S.R.L.	10.126.205	-	10.126.205	9.754.826	-	371.379	10.126.205
Generadora Eólica Alto Pacora, S.R.L.	48.102	-	48.102	-	-	48.102	48.102
Generadora Solar Tole, S.R.L.	15.562	-	15.562	54.727	-	(39.165)	15.562

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado en Venta de Activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del período
Renovables de Guatemala, S.A.	189.096.852	(90.445.738)	175.303	(1.979.107)	(12.488.587)	84.358.723
Enel Panamá CAM S.R.L. (*)	415.428.393	(228.509.739)	(3.449.191)	-	(52.139.302)	131.330.161
Enel Costa Rica CAM S.A. (**)	55.109.384	(47.170.713)	(4.091.367)	22.186	902.067	4.771.557
Generadora de Occidente Ltda.	65.443.864	(25.578.510)	(712.597)	(141.362)	(4.978.767)	34.032.628
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	12.316.411	(5.052.401)	40.241	43.333	(1.023.604)	6.323.980
Generadora Montecristo, S.A.	36.808.920	(7.988.150)	3.372.075	(2.251.076)	(3.032.922)	26.908.847
PH Chucás S.A.	69.273.163	(38.609.009)	(14.509.328)	-	(735.384)	15.419.442
Tecnoguat, S.A.	20.332.442	(10.937.832)	(5.820)	-	(1.651.969)	7.736.821
Enel Renovable S.R.L. (***)	36.847.288	(23.852.035)	(7.911.524)	-	(1.858.297)	3.225.432
Enel Guatemala S.A. (****)	216.216.300	(205.912.409)	(704.339)	(799.246)	(1.962.820)	6.837.486
Llano Sanchez Power One S.R.L.	-	(57.615)	-	-	-	(57.615)
Generadora Solar Tole, S.R.L.	-	(22.119)	-	-	-	(22.119)

(*) antes Enel Green Power Panamá S.R.L.

(**) antes Enel Green Power Costa Rica S.A.

(***) antes Enel Solar, S.R.L.

(****) antes Enel Green Power Guatemala, S.A.

Información correspondiente a la asociada de Enel Colombia:

	Total Activo	Total Pasivo	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio	Pérdida del período
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	31.034.356	1.265.631	29.768.725	31.034.356	(2.231.275)

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 30 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Derechos y servidumbres (1)	\$ 94.720.232	\$ 39.986.109
Costos de desarrollo (2)	37.254.821	1.406.386
Licencias	5.961.305	3.573.489
Programas informáticos (3)	300.554.189	38.328.644
Otros activos intangibles identificables (4)	352.264.644	96.104.663
<i>Construcciones y avances de obras</i>	352.264.644	96.104.663
Activos intangibles, neto	\$ 790.755.191	\$ 179.399.291
Costo		
Derechos y Servidumbres (1)	\$ 163.317.110	\$ 87.751.243
Costos de desarrollo (2)	71.652.225	5.335.542
Licencias	88.697.341	22.895.740
Programas Informáticos (3)	691.268.867	92.905.910
Otros Activos Intangibles Identificables (4)	356.134.058	99.974.077
<i>Construcciones y avances de obras</i>	352.264.644	96.104.663
<i>Otros recursos intangibles</i>	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, Bruto	\$ 1.371.069.601	\$ 308.862.512
Amortización		
Derechos y Servidumbres (1)	(68.596.878)	(47.765.134)
Costos de desarrollo (2)	(34.397.404)	(3.929.156)
Licencias	(82.736.036)	(19.322.251)
Programas Informáticos (3)	(390.714.678)	(54.577.266)
Otros Activos Intangibles Identificables (4)	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (580.314.410)	\$ (129.463.221)

(1) La variación corresponde principalmente a las adiciones de derechos y servidumbres a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

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.

Dentro de las servidumbres las más significativas están: Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT de Nueva Esperanza a las diferentes subestaciones y los proyecto El Paso y Atlántico.

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.

La amortización al 31 de diciembre de 2022 y 2021 corresponde a \$2.893.229 y \$2.889.849, respectivamente.

(2) Corresponde a las adiciones de costos de desarrollo, licencias y proyectos en curso obtenidas a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P, (ver nota 1.4 Fusión).

(3) La variación en el 2022 corresponde principalmente Adiciones de Programas Informáticos a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

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

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	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo Inicial 01 de enero de 2021	\$ 1.495.917	\$ 42.875.958	\$ 3.121.800	\$ 25.799.349	\$ 29.672.370	\$ 82.486	\$ 103.047.880
Adiciones (*)	-	-	-	370.515	95.616.489	-	95.987.004
Trasposos	-	-	1.930.644	27.253.552	(29.184.196)	-	-
Amortización	(89.531)	(2.889.849)	(1.478.955)	(15.094.772)	-	(82.486)	(19.635.593)
Total movimientos en activos intangibles	(89.531)	(2.889.849)	451.689	12.529.295	66.432.293	(82.486)	76.351.411
Saldo Final 31 de diciembre de 2021	1.406.386	39.986.109	3.573.489	38.328.644	96.104.663	-	179.399.291
Adiciones (*)	-	-	-	-	250.284.346	-	250.284.346
Adiciones fusión	67.994.557	77.046.343	88.524.757	494.436.821	84.768.600	-	812.771.078
Trasposos	-	2.814.000	779.476	103.565.850	(107.159.326)	-	-
Amortización	(474.887)	(4.215.805)	(5.585.201)	(97.150.841)	-	-	(107.426.734)
Amortización Fusión	(30.061.092)	(16.615.938)	(58.609.189)	(238.986.571)	-	-	(344.272.790)
Otros incrementos (decrementos)	(1.610.143)	(4.294.477)	(22.722.027)	360.286	28.266.361	-	-
Total movimientos en activos intangibles	35.848.435	54.734.123	2.387.816	262.225.545	256.159.981	-	611.355.900
Saldo Final 31 de diciembre 2022	\$ 37.254.821	\$ 94.720.232	\$ 5.961.305	\$ 300.554.189	\$ 352.264.644	\$ -	\$ 790.755.191

(*) Al 31 de diciembre de 2022 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	A 31 diciembre de 2022
Proyecto Billing Faro	\$ 31.742.793
Nuevos desarrollos Digital Hub	27.954.535
Proyectos market GDS	23.169.229
Proyecto E-home	16.883.415
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	16.065.570
Bd - solar - Chinú	15.375.083
Otros Proyectos Renovables	15.357.660
Smart Meter y Smart Tracking	15.299.815
Bd - solar - Atlántico PV	14.374.484
Foundation layer –GR&3DM	7.324.282
I-Gds Evolutivos	6.657.576
Arora-Complex project advanced mon.	6.181.152
Local System Colombia (desarrollo de nuevas soluciones)	6.177.117
Bd - solar - Guayepo	4.541.828
Network analysis tool	4.447.856
Resource allocation optimization	4.442.264
Bd - wind Chemesky	4.326.834
Mape y Plant Data (desarrollo para conversión y análisis de datos y variables)	3.862.672
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	3.663.242
Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	2.942.538
Salesforce	2.664.436
IC_Ambientes de Desarrollo	2.591.723
Cybersecurity	2.422.120
Bd - solar - Valledupar	1.812.271
Liquidadores CFC, project y NewCo	1.752.979
Cyber security (seguridad en funcionamiento de las centrales)	1.660.270
Sistemas de servicio Centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas SAP ERP	1.177.936
Proyecto SAMAN	1.142.110
Maintenance remote control	1.103.517
proyectos trading	1.013.212
Proyectos gestión de contrarros	765.490
Bd - solar - Sahagun	690.612
Ludycommerce y proyecto INGEN	442.091
Activos Energéticos globales	255.634
Total	\$ 250.284.346

(4) Los otros activos intangibles identificables están compuestos por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

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

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	\$ 92.226.429	\$ 92.226.429
Nuevos desarrollos Digital Hub	38.704.864	-
Bd- solar - Atlántico PV	35.533.655	-
Proyecto Billing Faro	33.420.844	-
Smart Meter y Smart Tracking	21.373.259	-
Proyectos market GDS	18.032.461	-
Bd - Chinú-Sahagun	16.733.236	-
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	14.654.391	-
Bd - solar - Guayepo	13.924.708	-
Bd -Sahagun-Valledupar-Chemesky-windpeshi	12.178.353	-
Liquidadores CFC, project y NewCo	7.638.497	-
Foundation layer –GR&3DM	7.324.282	-
Arora-Complex project advanced mon.	6.181.152	-
Bd- solar- El Paso Extension	5.638.581	-
Network analysis tool	4.447.856	-
Resource allocation optimization	4.442.264	-
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	3.512.975	-
Bd - wind Tumawind	2.973.429	-
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables	2.808.704	3.878.234
Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución)	2.651.588	-
Cybersecurity	2.298.894	-
Salesforce	1.800.151	-
Maintenance remote control	1.103.517	-
BD - solar - Fundación	916.283	-
Global Fonto office	763.972	-
CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	511.287	-
Desarrollo de nuevas soluciones	469.012	-
Total Construcciones en Curso	\$ 352.264.644	\$ 96.104.663

Al 31 de diciembre de 2022 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2022, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2022 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de los activos intangibles y no presentan cambios, así mismo no se identificó indicios de deterioro.

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Plantas y equipos	\$ 13.118.046.576	\$ 7.592.311.889
Plantas de generación hidroeléctrica	6.763.343.053	6.831.623.604
Plantas de generación termoeléctrica	620.296.072	760.688.285
Renovables (1)	219.404.881	-
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución (1)	5.515.002.570	-
Construcción en curso (2)	3.531.082.403	121.409.999
Terrenos (3)	424.059.853	285.511.224
Edificios (3)	411.709.705	51.848.693
Instalaciones fijas y otras (3)	55.632.259	13.399.049
Instalaciones fijas y accesorios	7.174.846	5.869.945
Otras instalaciones	48.457.413	7.529.104
Arrendamientos financieros (4)	226.251.492	73.363.849
Activos por uso NIIF 16	226.251.492	73.363.849
Edificios	103.377.417	71.115.493
Terrenos	104.091.278	-
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	18.782.797	2.248.356
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 17.766.782.288	\$ 8.137.844.703
Costo		
Plantas y equipos	23.067.124.741	11.424.816.793
Plantas de generación hidroeléctrica	10.254.542.977	10.165.029.665
Plantas de generación termoeléctrica	1.465.214.019	1.259.787.128
Renovables	256.627.544	-

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

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	11.090.740.201	-
Construcción en curso	3.531.082.403	121.409.999
Terrenos	424.059.853	285.511.224
Edificios	539.343.500	99.210.369
Instalaciones fijas accesorios y otras	263.134.198	78.570.229
Instalaciones fijas y accesorios	33.130.211	30.310.212
Otras instalaciones	230.003.987	48.260.017
Arrendamientos financieros	287.462.964	90.771.320
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	286.623.362	89.931.718
Edificios	113.389.598	75.961.081
Terrenos	117.823.801	-
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	55.409.963	13.970.637
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 28.112.207.659	\$ 12.100.289.934
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		
Plantas y equipos (*)	(9.949.078.165)	(3.832.504.904)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.491.199.924)	(3.333.406.061)
Plantas de generación termoeléctrica	(844.917.947)	(499.098.843)
Renovables	(37.222.663)	-
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(5.575.737.631)	-
Edificios	(127.633.795)	(47.361.676)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(207.501.939)	(65.171.180)
Instalaciones fijas y accesorios	(25.955.365)	(24.440.267)
Otras instalaciones	(181.546.574)	(40.730.913)
Arrendamientos financieros	(61.211.472)	(17.407.471)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(60.371.870)	(16.567.869)
Edificios	(10.012.181)	(4.845.588)
Terrenos	(13.732.523)	-
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(36.627.166)	(11.722.281)
Depreciación acumulada	\$ (10.345.425.371)	\$ (3.962.445.231)

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

- (1) Adiciones principalmente de plantas solares y fotovoltaicas por \$225.783.883; subestaciones y redes de distribución por \$5.420.479.034, a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P, respectivamente (ver nota 1.4 Fusión).
- (2) Corresponde principalmente a las inversiones y anticipos efectuados por la Compañía al 31 de diciembre de 2022, en las diferentes plantas de generación, subestaciones y redes de distribución, se refleja un incremento significativo producto de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P \$1.202.078.272 y Codensa S.A. E.S.P \$756.754.450 (ver nota 1.4 Fusión).

Así mismo, incluye las adiciones de inversiones efectuadas por la Compañía al 31 de diciembre de 2022 por mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se detallan los principales proyectos:

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Wind Windpeshi	\$ 1.048.453.190	\$ -
Expansión y mantenimiento de redes en media y baja tensión, rural y urbana	624.803.567	-
Solar La Loma	455.547.298	-
Solar Guayepo	434.933.150	-
Solar Fundación	319.823.383	-
Ampliación y modernización subestaciones de media y alta tensión	247.399.472	-
Normalización líneas de Alta tensión	86.802.235	-
Reparaciones de averías	55.864.645	-
CF-Cartagena	27.740.960	29.397.691
Proyecto Lidar	26.039.920	-
Mantenimiento y ampliación de redes de Alumbrado publico	23.663.410	-
Compra bodega archivo central T Patio	23.401.779	-
Adecuaciones Sedes Comerciales	18.828.726	-

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

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Proyecto Seguridad En Subestaciones	17.181.604	-
CH-Muña	16.581.722	22.731.408
CH-Guavio	16.290.701	4.045.151
reposición de infraestructura en Redes de Media tensión Rural y Urbano	15.585.508	-
Otras Inversiones	14.278.897	9.294.576
Central Enel X	12.949.324	-
El paso	9.788.326	-
CH-Pagua (Guaca –Paraíso)	7.460.334	10.973.366
Obras para Cumplimiento del Pot Distrital	6.900.736	-
Expansión AP Distrital Obras	5.212.074	-
Grandes clientes urbanos y rurales	4.302.189	-
Proyecto Fotovoltaico Cosenit	4.092.054	-
CC-Termostiza	2.400.913	32.030.506
Ampliación de red subterránea urbana	1.872.908	-
CH-Quimbo	878.701	5.999.272
Alumbrado publico Rural	750.475	-
CH-Betania	516.129	152.978
Infraestructura de telecontrol	537.480	-
CH-Centrales menores Rio Bogotá	200.593	3.063.883
CH-Tequendama	-	3.721.168
Total Construcciones en Curso	\$ 3.531.082.403	\$ 121.409.999

(3) Corresponde principalmente a las adiciones de terrenos, edificaciones y otras instalaciones obtenidas a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

(4) Corresponde principalmente a las adiciones de arrendamientos financieros (terrenos, edificaciones, vehículos y mejoras en propiedad ajena) obtenidas a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañías Codensa S.A. E.S.P por \$ 96.793.339 y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P por \$ 55.490.499 (ver nota 1.4 Fusión).

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 01 de enero de 2021	\$ 199.527.543	\$ 268.935.086	\$ 50.792.808	\$ 7.587.205.160	\$ -	\$ 14.652.236	\$ 7.309.997	\$ 8.128.422.830
Adiciones	174.059.936	-	-	-	-	-	-	174.059.936
Trasposos	(250.525.675)	16.590.538	3.385.465	228.054.496	-	2.495.176	-	-
Retiros	-	(14.400)	(226.899)	(1.393.326)	-	(211.902)	(73.684)	(1.920.211)
Gasto por depreciación	-	-	(2.102.681)	(215.274.783)	-	(3.536.461)	(5.893.173)	(226.807.098)
Otros incrementos (decrementos)	(1.651.805)	-	-	(6.279.658)	-	-	72.020.709	64.089.246
Total movimientos	(78.117.544)	16.576.138	1.055.885	5.106.729	-	(1.253.187)	66.053.852	9.421.873
Saldo final 31 de diciembre de 2021	\$ 121.409.999	\$ 285.511.224	\$ 51.848.693	\$ 7.592.311.889	\$ -	\$ 13.399.049	\$ 73.363.849	\$ 8.137.844.703
Adiciones (a)	2.115.598.780	-	-	839.923	2.419.274	-	42.978.409	2.161.836.386
Adiciones fusión (*)	1.958.832.722	126.870.305	417.627.029	254.650.787	10.800.856.168	167.231.514	153.713.234	13.879.781.759
Trasposos(b)	(658.771.731)	11.680.360	24.429.488	172.892.967	430.725.323	19.043.593	-	-
Retiros (c)	-	(2.036)	(1.762)	(452.798)	(13.066.287)	(193.647)	-	(13.716.530)
Gasto por depreciación	-	-	(10.786.409)	(231.996.304)	(325.554.774)	(14.237.849)	(20.639.277)	(603.214.613)
Depreciación fusión	-	-	(71.407.334)	(28.866.903)	(5.380.377.134)	(129.906.173)	(23.164.723)	(5.633.722.267)
Deterioro del valor de la propiedad planta y equipo (d)	-	-	-	(283.266.920)	-	-	-	(283.266.920)
Otros incrementos (decrementos) (e)	(5.987.367)	-	-	126.931.365	-	295.772	-	121.239.770
Total movimientos	3.409.672.404	138.548.629	359.861.012	10.732.117	5.515.002.570	42.233.210	152.887.643	9.628.937.585
Saldo final 31 de diciembre de 2022	\$ 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

(*) Corresponde a los activos provenientes de Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P y el saldo de los activos de distribución al 28 de febrero 2022, producto de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022. (ver nota 1.4 Fusión).

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

(a) Al 31 de diciembre de 2022, las adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden principalmente a las inversiones realizadas sobre los proyectos en curso por concepto de adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, subestaciones, instalaciones y redes de distribución, a continuación se presentan las más importantes del ejercicio:

Proyectos	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2022
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución	\$ 532.852.916
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	289.571.240
Wind Windpeshi	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	267.331.011
Solar Fundación	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	305.699.350
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	376.970.322
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	118.370.231
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodets, ductos, transformadores y turbina de la central	34.823.669
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca	53.428.922
CH-Quimbo	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.	36.473.358
Edificio corporativo Q93	Obras civiles, equipos y mobiliario del edificio Q93, según contrato llave en mano	12.345.919
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP	20.203.360
CH-Paraiso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías; sistemas de turbina	16.300.392
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	10.764.165
CF-Cartagena	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	17.245.523
CH-Muña	Recuperación turbina y sistemas auxiliares	5.531.735
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares	4.492.482
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas	8.086.325
Solar el Paso	Inicio paso extensión; topografías y cumplimiento ambiental	8.367.057
Arrendamientos financieros Generación, distribución y renovables	Arrendamientos Financieros edificios, terrenos y vehículos	42.978.409
Total Variación		\$ 2.161.836.386

(b) Al 31 de diciembre de 2022, los traspasos de activos de 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:

Central	Total activación
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT) y transformadores de distribución	\$ 372.840.436
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	51.527.387
CC-Termozipa	49.434.843
CH-Quimbo y Betania	42.123.911
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	32.162.814
CH-Guavio	23.434.229
CH- Guaca y Paraiso	21.215.742
CF-Cartagena	18.563.409
Edificio Q93	15.933.565
CH-Tequendama	8.599.558

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

Central	Total activación
CH-Centrales menores (Río Bogotá)	6.314.970
Solar El paso	5.537.965
CH-Muña	4.738.187
CH-Charquito	3.710.509
Otras inversiones	2.634.206
Total	\$ 658.771.731

(c) Al 31 de diciembre de 2022 se realizan bajas por \$13.716.530 correspondientes a: transformadores, luminarias, activos de alta tensión de distribución \$13.066.287; plantas de generación \$452.798; maquinaria y equipos \$193.647; terrenos 2.036 y edificaciones \$1.762.

(d) Corresponde al deterioro asociado a la central térmica Cartagena (Ver nota 28)

(e) Al 31 de diciembre de 2022 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a: desmantelamiento central Cartagena \$138.140.857; actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 (\$17.196.859) y otros incrementos menores de activos \$295.772.

Al 31 de diciembre de 2022 la Compañía presenta propiedad, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Guavio y Río Bogotá por \$713.610; ii) Quimbo por \$25.581.482 y iii) Terreno Subestación Chía por \$ 235.173.

Al 31 de diciembre de 2022 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 2022 y de conformidad con lo establecido en la política contable del grupo, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios. Adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro, no obstante, se evaluó el importe recuperable de los activos y no se identificó indicios de deterioros distintos a los de la Central Cartagena (ver nota 28).

Arrendamiento financiero

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

Los plazos de los contratos en promedio oscilan entre 16 y 60 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 46,15%, Busexpres S.A. en un 17,24%, Transportes Especiales FSG en un 14,88%, ALD Automotive S.A. con un 9,52%, Compañía Naviera Guavio en un 6,09%, Cadwell Managenement S.A.S 3,55% y otros 2,56% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 48 cuotas.

Por otro lado, el saldo de edificios en un 90,68% corresponde al contrato con Bancolombia S.A. correspondiente al Edificio Corporativo Q93; el 2,84% con Almacenadora Internacional S.A.S, Canales Andrade con un 2,35%, Patrimonios Autónomos con un 1,95% y otros con 2,18% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 60 cuotas.

Teniendo en cuenta los terrenos corresponden principalmente a los proyectos que se están desarrollando en la línea de renovables y los patios de recarga de Transmilenio S.A.; C.I. Alliance S.A. con un 20,11%, Terrapuerto SAS con un 14,90%, Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. con un 12,22%, Luz Charris y Herederos S.A.S con un 9,10%, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza con un 7,07%, Rolando Manjarres Charris con un 6,59%, FBM S.A.S. con un 5,02%, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. Con un 4,89% y otros con un 25,14%. los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 360 cuotas.

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

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.

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 2022			Al 31 de diciembre de 2021		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 33.434.912	\$ 5.567.346	\$ 27.867.566	\$ 12.508.056	\$ 3.358.867	\$ 9.149.189
Posterior a un año pero menor de cinco años	95.700.809	48.798.622	46.902.187	33.117.857	10.995.328	22.122.529
Posterior a cinco años menor de diez años	157.209.901	4.536.419	152.673.482	53.197.045	8.369.107	44.827.938
Total	\$ 286.345.622	\$ 58.902.387	\$ 227.443.235	\$ 98.822.958	\$ 22.723.302	\$ 76.099.656

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2022:

	Edificios		Terrenos		Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)		TOTAL
Saldo inicial a enero de 2022	\$ 71.115.493	\$ -	\$ 2.248.356	\$ -	\$ 73.363.849	\$ -	\$ 73.363.849
Adiciones (1)	30.081.623		1.783.985		11.112.801		42.978.409
Adiciones fusión	7.346.894		116.039.816		30.326.525		153.713.235
Depreciación fusión y vigencia 2022	(5.166.593)		(13.732.523)		(24.904.885)		(43.804.001)
Total movimientos año 2022	32.261.924		104.091.278		16.534.441		152.887.643
Saldo a 31 de diciembre de 2022	\$ 103.377.417	\$ 104.091.278	\$ 18.782.797	\$ -	\$ 226.251.492		

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2021:

	Edificios		Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)		Instalaciones fijas y otras		TOTAL
Saldo inicial a enero de 2021	\$ 935.088	\$ 6.166.241	\$ 208.668	\$ -	\$ 7.309.997	\$ -	\$ 7.309.997
Adiciones (1)	71.657.310		281.227		-		71.938.537
Otros	88.694		(6.522)		-		82.172
Depreciación	(1.565.599)		(4.192.590)		(208.668)		(5.966.857)
Total movimientos año 2021	70.180.405		(3.917.885)		(208.668)		66.053.852
Saldo a 31 de diciembre de 2021	\$ 71.115.493	\$ 2.248.356	\$ -	\$ -	\$ 73.363.849		

Leasing

(1) El incremento Leasing corresponde principalmente a la adquisición del edificio Corporativo Q93 por valor de \$101.500.000, contrato No. 266574 firmado con Bancolombia el 24 de mayo de 2021, con una opción de compra del 30% y una vida útil de 63 años.

Reconocimiento de los pisos 7 y 8 del Edificio Q93 en el mes de enero de 2022 por valor de \$29.842.690.

El incremento en contratos de transporte corresponde principalmente a nuevo contrato con Busexpress S.A.S por \$9.108.417, la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$946.196, nuevos contratos de vehículos gerenciales con ALD Automotive S.A por \$571.436 y renovación contrato Neardental \$83.940. Instalaciones fijas al contrato con Pentalia S.A.S. de la planta de tratamiento de aguas residuales Cartagena \$314.569.

Los terrenos incrementaron principalmente por la ejecución de proyectos de renovables con contratos de predios con Luz Charris y Herederos S.A.S por \$ 565.921, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por 439.725, Rolando Manjarres Charris por \$371.501 y FBM SAS por \$312.189.

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

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 200 millones en exceso de USD 250 millones)	USD 200.000	01/11/2023	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD\$ 250 millones en exceso de USD\$ 20 millones)	USD 250.000	01/11/2023	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual	USD 20.000	01/11/2023	Axa Colpatría
	Responsabilidad civil ambiental	\$ 96.526.223	01/11/2023	SBS
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 889.515 (Límite Indemnización)	1/11/2023	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	\$ 3.000.000 por vehículo	03/02/2023	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y biene	Transporte de mercancías	\$ 5.000.000 por despacho	31/07/2023	HDI Seguros S.A.

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

15. Pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2022			Al 31 de diciembre de 2021		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Bonos emitidos (1)	\$ 765.130.000	\$ 47.340.264	\$ 2.420.448.051	\$ 599.926.308	\$ 13.468.287	\$ 1.257.095.184
Obligaciones Bancarias (2)	618.795.402	64.977.265	3.248.507.699	-	1.452.900	450.000.000
Obligaciones por leasing (3)	23.770.281	4.096.053	199.575.515	18.035.751	16.759	64.722.082
Instrumentos derivados (4)	4.615.446	-	-	41.864	-	-
Línea de crédito	-	-	-	53.452	-	-
Total	\$ 1.412.311.129	\$ 116.413.582	\$ 5.868.531.265	\$ 618.057.375	\$ 14.937.946	\$ 1.771.817.266

(1) La variación de bonos a diciembre de 2022 corresponde a:

Generación: pago del Bono Internacional E6-16 por (\$300.000.000), intereses por (\$7816.569) y del bono B10 Quimbo por (\$300.000.000), intereses (\$38.693.206), se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$216.559.

Distribución: Pago del Bono nacional E5-17 por (\$270.000.000) e intereses por (\$19.814.760).

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes cinco (5) 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 2022:

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

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 SpA., además del cambio de la denominación o razón social de Emgesa S.A. E.S.P. a Enel Colombia S.A. E.S.P.

En virtud de lo anterior, Enel Colombia solicitó autorización a la Superintendencia Financiera de Colombia –SFC– para i) incrementar el cupo global del programa en un monto adicional de cuatro billones seiscientos mil millones de pesos (\$4.600,000,000) para un total de nueve billones de pesos (\$9,000,000,000) y ii) realizar modificaciones al Programa con el

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

propósito de actualizar el prospecto de información conforme a la normatividad vigente e implementar cambios relacionados con la modificación de la razón social, inclusión de nuevas especies de bonos con destinación específica, inclusión de nuevas series, ampliación del plazo de redención, inclusión del mecanismo de construcción del libro de ofertas y la posibilidad de pago en especie. La solicitud fue aprobada por la SFC mediante la Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022.

Actualmente la Compañía cuenta con 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 que le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, y durante el período de vigencia del mismo.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también referidas como "Tramos" de acuerdo con la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de la Compañía se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo la administración de Deceval S.A., en el 2022 no se presentó 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 2022:	\$ 9.000.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2022	\$ 3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2022:	\$ 5.685.000.000
Administración	Deceval S.A.

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

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$ 170.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022	Sub-serie B10:\$ 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.

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

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 2022	\$ 55.500.000
Valor nominal por bono	\$ 10.000
Plazo de emisión	Sub-serie A5: 5 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años
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.

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 2022	\$ 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.

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.2022	\$ 96.362
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022	\$ 200.000.000
Valor nominal por bono	\$ 10.000

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)

Notas a los Estados Financieros Separados

(En miles de pesos)

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.2022	\$ 107.527
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022	\$ 363.030.000
Valor nominal por bono	\$ 10.000
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:

Valor total colocado	\$ 590.000.000 así:
	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.2022	\$ 148.060
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022	\$ 348.930.000
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.

Séptimo Tramo:

Valor total colocado	\$ 525.000.000, así:
	Sub-serie B3: \$ 234.870.000
	Sub-serie B7: \$ 290.130.000
Costos de transacción al 31 de dic.2022	\$ 0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022	\$ 290.130.000
Valor nominal por bono	\$ 10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años Sub-serie B7: 7 años

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

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.

Octavo Tramo (*):

Valor total colocado	\$ 300.000.000 así: Sub-serie E6: \$ 300.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2021	\$ 0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2021	\$ 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.

Para el negocio de distribución la deuda financiera en bonos se encuentra representada en seis (6) emisiones de bonos vigentes en el mercado local, emitidos desde el 2013 y vigentes al 31 de diciembre de 2022.

Programa de emisión y colocación de bonos

Mediante Resolución No. 194 del 29 de enero de 2010 la Superintendencia Financiera de Colombia ordenó la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE) del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios de la Compañía y autorizó la oferta pública por un monto de hasta \$600.000.000. Mediante Resolución No. 0624 del 3 de abril de 2013, la Superintendencia Financiera de Colombia autorizó la renovación del plazo de vigencia de la autorización para la oferta pública de los bonos ordinarios del programa por un período de 3 años contados a partir de la ejecutoria de la mencionada resolución, es decir hasta el 30 de abril de 2016. Posteriormente, habiendo cumplido los requisitos establecidos para tal fin, el Cupo del Programa de Emisión y Colocación fue ampliado el 13 de marzo de 2014 mediante la Resolución No. 0407 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia en \$185.000.000, llevando el Cupo Global del Programa a \$785.000.000. El Cupo del Programa de Emisión y Colocación fue nuevamente ampliado el 7 de octubre de 2014 mediante la Resolución No. 1780 de 2014 de la Superintendencia Financiera en \$165.000.000, llevando el Cupo Global del Programa a \$950.000.000. Mediante Resolución No. 0623 del 23 de mayo de 2016 se aprobó la ampliación del Cupo Global del Programa en un monto adicional de \$560.000.000 llevando el Cupo Global a \$1.510.000.000, al tiempo que se aprobó la renovación del plazo de vigencia de la autorización de la oferta pública de los bonos del Programa por tres años adicionales a partir de la ejecutoria de dicha Resolución, es decir hasta el 3 de junio de 2019. El 28 de diciembre de 2017 mediante Resolución No. 1893 se aprobaron las siguientes modificaciones al Programa de Emisión y Colocación de bonos ordinarios de la Compañía: i) la inclusión de Papeles Comerciales dentro del Programa de emisión y colocación, su inscripción en el RNVE y su oferta pública y ii) La incorporación de los cambios derivados de la aplicación del artículo 6.1.1.1.5 del Decreto 2555 de 2010, en lo que se refiere a la modalidad utilizada para la emisión de los valores, el Plan de amortización de los valores y la posibilidad de publicación de la tasa de interés ofrecida de forma separada al aviso de oferta. Posteriormente, habiendo cumplido los requisitos establecidos para tal fin, mediante Resolución No. 0136 del 31 de enero de 2018 se aprobó la ampliación del Cupo Global del Programa en un monto adicional de un billón doscientos noventa y cinco mil millones de Pesos (\$1.295.000.000) llevando el Cupo Global a un total de dos billones ochocientos cinco mil millones de Pesos (\$2.805.000.000). Finalmente, mediante Resolución No. 0683 del 28 de mayo de 2019 se autorizó el aumento del Cupo Global del Programa en un monto adicional de \$595.000.000 llevando el Cupo Global a \$3.400.000.000, al tiempo que se aprobó la renovación del plazo de vigencia de la autorización de la oferta pública de los bonos y papeles comerciales del Programa por tres años adicionales a partir de la ejecutoria de dicha Resolución, es decir hasta el 19 de junio de 2022. Mediante Resolución No. 0146 del 22 de febrero de 2021 se aprobó la ampliación del Cupo Global del Programa en un monto adicional de un billón doscientos mil millones de pesos (\$1.200.000.000) llevando el Cupo Global a un total de cuatro billones seiscientos mil millones de Pesos (\$4.600.000.000).

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.)

Notas a los Estados Financieros Separados

(En miles de pesos)

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 SpA., además del cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.

En virtud de lo anterior, no se adelantó la renovación del plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación de Codensa S.A. ESP.

Al 31 de diciembre de 2022 se han efectuado diez (10) emisiones bajo el Programa de emisión y colocación de bonos. El primer Tramo fue emitido el 17 de febrero de 2010, el segundo tramo fue emitido el 15 de noviembre del 2013, el tercer Tramo fue emitido el 25 de septiembre de 2014, el cuarto Tramo emitido el 15 de septiembre de 2016, el quinto tramo el 9 de marzo del 2017, el sexto tramo el 8 de junio de 2017, el séptimo el 11 de abril de 2018, el octavo el 23 de octubre de 2018, el noveno tramo el 7 de marzo de 2019 y el décimo tramo el 25 de agosto de 2020. A continuación, el detalle de las emisiones vigentes:

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 2022	\$ 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.).

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 2022	\$ 200.000.000
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.

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 2022	\$ 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

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

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 2022	\$ 195.000.000
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.

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 2022	\$ 480.000.000
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.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

Decimo 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 2022	\$500.000.000
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 B10: IPC +2,45% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

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

(1) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente					Total no corriente		
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años		4 a 5 años	5 a 10 años
B7-16	17,81%	Variable	\$ 6.721.442	\$ 290.130.000	\$ 296.851.442	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
E4-19	6,30%	Fija	1.173.760	280.000.000	281.173.760	-	-	-	-	-
B5-18	15,71%	Variable	5.530.980	195.000.000	200.530.980	-	-	-	-	-
B12-18	16,57%	Variable	5.607.520	-	5.607.520	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	17,93%	Variable	4.150.043	-	4.150.043	-	193.340.000	-	-	193.340.000
B10-14	16,84%	Variable	3.692.805	-	3.692.805	186.379.343	-	-	-	186.379.343
B7-2020	15,29%	Variable	3.631.500	-	3.631.500	-	-	250.000.000	-	250.000.000
B12-13	18,15%	Variable	3.501.424	-	3.501.424	-	362.922.473	-	-	362.922.473
B16-14	17,20%	Variable	3.282.988	-	3.282.988	-	-	-	162.402.597	162.402.597
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	-	200.000.000	-	-	200.000.000
B10-19	16,53%	Variable	2.106.800	-	2.106.800	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15	16,62%	Variable	1.607.600	-	1.607.600	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-09	19,39%	Variable	1.391.052	-	1.391.052	55.403.638	-	-	-	55.403.638
E4-2020	4,70%	Fija	1.165.750	-	1.165.750	250.000.000	-	-	-	250.000.000
E7-17	6,46%	Fija	824.600	-	824.600	200.000.000	-	-	-	200.000.000
			\$ 47.340.264	\$ 765.130.000	\$ 812.470.264	\$ 691.782.981	\$ 756.262.473	\$ 250.000.000	\$ 722.402.597	\$ 2.420.448.051

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

Descripción	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 10 años
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	\$ 3.964.626	\$ -	\$ 3.964.626	\$ 290.072.605	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 290.072.605
Programa Sexto Tramo B10	7%	2.099.202	-	2.099.202	-	186.351.264	-	-	186.351.264
Programa Quinto Tramo B12	8%	2.095.772	-	2.095.772	-	-	362.889.715	-	362.889.715
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.893.450	-	1.893.450	-	-	-	162.392.956	162.392.956
Programa Cuarto Tramo B10	7%	1.343.700	299.953.359	301.297.059	-	-	-	-	-
Programa Cuarto Tramo B15	7%	908.000	-	908.000	-	-	-	199.888.644	199.888.644
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	862.637	-	862.637	-	55.500.000	-	-	55.500.000
Programa Octavo Tramo E6	8%	300.900	299.972.949	300.273.849	-	-	-	-	-
Total bonos		\$ 13.468.287	\$ 599.926.308	\$ 613.394.595	\$ 290.072.605	\$ 241.851.264	\$ 362.889.715	\$ 362.281.600	\$ 1.257.095.184

(2) El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Descripción	Fecha Vto.	Tasa EA	Corriente					Total No corriente			
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total 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.	5/04/2026	12,65%	\$ 950.407	\$ 2.556.513	\$ 3.506.920	\$ 3.408.684	\$ 3.408.684	\$ 1.136.228	\$ -	\$ -	\$ 7.953.596
Banco BBVA Colombia S.A.	14/01/2025	10,97%	435.356	33.333.333	33.768.689	66.666.667	33.333.333	-	-	-	100.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	28/08/2023	-	464.544	774.243	1.238.787	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	16/10/2023	-	612.091	1.428.212	2.040.303	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	30/11/2023	-	270.455	721.212	991.667	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	6/01/2024	11,43%	1.177.591	3.420.819	4.598.410	380.042	-	-	-	-	380.042
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	6/01/2023	11,27%	1.150.602	-	1.150.602	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	8/02/2023	11,27%	588.483	-	588.483	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	8/02/2024	11,44%	269.560	783.272	1.052.832	174.061	-	-	-	-	174.061
Scotiabank Colpatria S.A.	14/05/2026	12,15%	5.992.822	-	5.992.822	-	-	400.000.000	-	-	400.000.000
Bancolombia	15/07/2026	10,41%	11.503.334	60.000.000	71.503.334	60.000.000	60.000.000	-	-	-	180.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	2/11/2026	5,80%	2.014.801	-	2.014.801	-	-	215.000.000	-	-	215.000.000
Bancolombia	30/11/2026	12,90%	2.891.200	-	2.891.200	-	-	260.000.000	-	-	260.000.000
Bancolombia	5/04/2028	12,84%	14.385.067	-	14.385.067	-	-	-	-	480.000.000	480.000.000
Bancolombia	28/04/2029	12,38%	5.345.799	-	5.345.799	-	50.000.000	50.000.000	50.000.000	100.000.000	250.000.000
Bancolombia	15/07/2026	12,35%	1.536.340	15.000.000	16.536.340	15.000.000	15.000.000	15.000.000	-	-	45.000.000
Bancolombia	28/07/2028	13,15%	9.307.951	-	9.307.951	-	-	-	411.000.000	-	411.000.000
Bank Of Nova Scotia	2/03/2023	0,90%	294.302.467	-	294.302.467	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	19/10/2027	11,92%	2.348.472	-	2.348.472	-	-	-	100.000.000	-	100.000.000
Bancolombia	30/11/2027	12,59%	1.605.333	-	1.605.333	-	-	-	150.000.000	-	150.000.000
Bancolombia	23/12/2027	13,12%	626.000	-	626.000	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
Bancolombia	30/11/2028	13,30%	1.003.366	-	1.003.366	-	-	-	-	89.000.000	89.000.000
Bancolombia	30/11/2029	14,82%	4.500.160	-	4.500.160	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Bank Of Nova Scotia	4/04/2023	0,90%	444.462	202.028.400	202.472.862	-	-	-	-	-	-
Total Préstamos Bancarios			\$ 363.726.663	\$ 320.046.004	\$ 683.772.667	\$ 145.629.454	\$ 161.742.017	\$ 1.001.136.228	\$ 911.000.000	\$ 1.029.000.000	\$ 3.248.507.699

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

El 3 de marzo y el 5 de abril del 2022 se cerraron operaciones de crédito con Bank of Nova Scotia por US\$61.000.000 y US\$42.000.000 respectivamente a una tasa promedio de 7,3% incluida la operación de cobertura.

De otro lado con Bancolombia S.A. se suscribieron varias operaciones de crédito durante lo corrido del 2022.

A continuación, el detalle de las operaciones:

Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto (Millones)	Tasa
05 abril 2022	05 abril 2028	6	\$ 480.000	IBR 3M + 205% TV
28 abril 2022	28 abril 2029	7	250.000	IBR 3M + 0.90% TV
15 julio 2022	15 julio 2026	4	60.000	IBR 3M + 1.45% TV
28 julio 2022 (**)	28 julio 2028	6	411.000	IBR 3M + 1.60% TV
30 noviembre 2022 (**)	30 noviembre 2028	6	89.000	IBR 3M + 1.60% TV
30 noviembre 2022(*)	30 noviembre 2029	7	360.000	IBR 3M + 2.98% TV
Total			\$ 1.650.000	

(*) Crédito vinculado a indicadores de sostenibilidad

(**) Créditos vinculados a financiación sostenible

(3) A continuación, se el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Vehículos (a)	\$ 13.117.051	\$ 6.034.292	\$ 1.356.641	\$ 675.258
Edificios (b)	8.309.839	94.190.451	16.695.869	64.046.824
Terrenos (c)	5.629.939	99.350.772	-	-
Redes eléctricas	615.268	-	-	-
Maquinaria y equipo	194.237	-	-	-
Total	\$ 27.866.334	\$ 199.575.515	\$ 18.052.510	\$ 64.722.082

a) La variación corresponde principalmente a la fusión con Codensa S.A. E.S.P. con contrato de transporte operativo con el tercero Transportes Especiales Aliados S.A.S. y ALD Automotive S.A. por valor de \$17.206.261, contratos de transporte con Busexpress S.A.S por \$9.108.417, la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$946.196, la fusión con Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. por \$411.704, ALD Automotive S.A nuevos contratos de vehículos gerenciales por \$571.436 y renovación contrato Neardental \$83.940.

b) El incremento en edificios corresponde principalmente al reconocimiento de los pisos 7 y 8 del Edificio Q93 en el mes de enero de 2022 por valor de \$29.842.690.

A continuación, se presenta el detalle del anticipo girado por Bancolombia S.A. a nombre de la Compañía el cual se legalizó en su totalidad el 24 de enero de 2022 fecha de la firma de las escrituras:

CONCEPTO	VALOR
Anticipo inicial	\$ 18.746.978
Amortización Pisos 2,3,4 y parqueaderos	(9.026.977)
Amortización Pisos 2,3,4 y parqueaderos	(4.339.608)
Amortización Piso 6	(3.942.660)
Amortización Piso 5	(1.437.733)
Saldo Anticipo	\$ -

c) La variación corresponde principalmente a la fusión de Codensa S.A. EPS. con terrenos en arrendamiento en los cuales se desarrollará la infraestructura para patios de recarga de Transmilenio S.A. por \$54.508.590, y con Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., según contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos por \$50.127.590.

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

(4) Al 31 de diciembre de 2022, la principal variación corresponde a la constitución de veintiséis (26) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/03/2023	18.894.518	USD	4.956,85	1.197.105	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	19/01/2023	12.134.525	USD	4.884,80	729.536	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/01/2023	12.179.275	USD	4.893,95	705.927	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	28/02/2023	9.038.385	USD	4.923,04	542.695	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	5.889.326	USD	4.911,12	441.707	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023	1.500.000	USD	5.300,60	247.704	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023	1.000.000	USD	5.335,35	166.513	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2023	500.000	USD	5.128,39	83.487	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	500.000	USD	5.232,52	83.484	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023	500.000	USD	5.195,51	83.252	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/06/2023	500.000	USD	5.164,12	82.950	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	500.000	USD	5.267,13	81.643	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	18/05/2023	1.938.925	USD	4.980,90	75.758	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	486.077	USD	4.948,82	43.097	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/03/2023	458.720	USD	4.918,19	17.911	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	19/01/2023	212.956	USD	4.866,11	8.628	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2023	120.590	EUR	5.288,01	5.653	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	17/08/2023	177.463	USD	5.069,57	5.488	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/02/2023	137.541	USD	4.891,14	5.382	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/05/2023	500.000	USD	4.927,74	1.870	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	19/10/2023	70.985	USD	5.135,25	1.861	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/02/2023	800.000	USD	4.864,91	1.701	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	700.000	USD	4.895,72	863	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023	200.000	USD	5.020,25	566	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	300.000	USD	4.837,59	385	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	400.000	USD	5.052,75	280	-
Total valoración								4.615.446	-

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la Compañía no posee coberturas de inversiones netas en el exterior.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía cuenta con \$4.070.864.792 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Así mismo, y como parte de su estrategia de financiamiento, la Compañía suscribió el 9 de mayo de 2022, una línea de crédito comprometida por \$400.000.000 con Banco de Bogotá S.A., con un (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso.

Al 31 de diciembre de 2022 existen tres garantías con Scotiabank Colpatria S.A. por \$6.466.036 que respaldan el cumplimiento de las obligaciones de crédito suscritas con la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - Findeter S.A, en el marco del decreto legislativo 517 de 2020.

16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.055.805.318	\$ -	\$ 154.844.538	\$ -
Estimados por compra de energía y gas (2)	519.814.756	23.418.367	103.631.495	-
Otras cuentas por pagar (3)	190.876.979	388	41.501.580	-
Total	\$ 1.766.497.053	\$ 23.418.755	\$ 299.977.613	\$ -

(1) La variación corresponde principalmente a las cuentas por pagar reconocidas en el proceso de fusión el 01 de marzo de 2022 proveniente de la sociedad Codensa S.A. E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (ver nota 1.4 Fusión).

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

Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a cuenta por pagar de bienes y servicios mediante operaciones factoring con Citibank por \$156.934.167, Bancolombia S.A. por \$44.070.165 y Banco Av Villas por \$19.397.977, Banco Santander \$28.410.846, JP Morgan SE \$20.702.454.

Adicionalmente cuentas por pagar a proveedores: Siemens S.A por \$13.045.261, Accenture Ltda por \$14.093.085, Industrias Electromecánicas S.A.S. por \$16.104.912, Soltec Trackers Colombia por \$10.896.623, Roy Alpha S.A. \$10.749.932, JE Jaimes Ingenieros S.A \$9.703.670. entre otros proveedores. Incluye también estimados de bienes y servicios por \$270.991.706.

(2) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$286.621.319; segmento de generación por \$162.565.341 y comercialización de gas por \$8.039.326. 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 por \$86.007.137; la porción corriente correspondiente a \$62.588.770 y la porción no corriente a \$23.418.367.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 133.592.025	\$ 388	\$ 41.501.580	\$ -
Saldos a favor de clientes (b)	53.724.612	-	-	-
Recaudo a favor de terceros (c)	3.560.342	-	-	-
Total	\$ 149.283.102	\$ 388	\$ 41.501.580	\$ -

a) Al 31 de diciembre de 2022 el pasivo a corto plazo corresponde principalmente a las adecuaciones – obras civiles ejecutadas por socios comerciales por \$84.004.731, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$49.848.990. 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.

El pasivo no corriente corresponde a la aplicación del método de valoración de las inversiones por participación patrimonial; se presenta la filial Generadora Solar Tolé S.R.L en la cual el resultado es negativo, por lo tanto, se reconoce este valor como un pasivo, esto en línea con la práctica del Grupo, y atendiendo a que en el futuro se podría presentar la obligación de cubrir algún pasivo por cuenta de la filial o de capitalizarla.

b) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

c) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros.

17. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 165.338.131	\$ 128.372.377	\$ 68.930.399	\$ 222.774.757
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	105.490.421	2.152.004	27.950.242	71.611.290
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	28.242.097	30.116.699	35.235.548	40.069.485
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (2)</i>	9.099.228	12.568.899	4.643.898	19.968.264
<i>Provisión ambiental el Paso (3)</i>	2.711.479	11.651.629	-	-
<i>Plan de Compensación CAR (4)</i>	19.389.926	71.883.146	1.100.711	91.125.718
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	404.980	-	-	-
Provisión de reclamaciones legales (5)	\$ 17.053.613	\$ 8.640.394	\$ 101.340	\$ 10.893.813
<i>Civiles y otros</i>	12.907.515	6.333.309	101.340	9.515.972
<i>Laborales</i>	4.146.098	2.307.085	-	1.377.841

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

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Desmantelamiento	\$ 13.301.006	\$ 146.266.798	\$ -	\$ 958.961
<i>Desmantelamiento Central Cartagena (6)</i>	-	138.140.857	-	-
<i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i>	13.301.006	2.966.463	-	-
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	3.787.058	-	-
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	-	1.372.420	-	958.961
Otras provisiones	\$ 44.757.778	\$ 12.881.775	\$ 10.117.209	\$ 14.681.928
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (8)</i>	22.576.736	-	7.520.768	-
<i>Provisión Recuperación Tominé (9)</i>	9.912.481	-	-	10.628.427
<i>Provisión Fondo de Transición (10)</i>	5.952.542	8.224.823	2.596.441	4.053.501
<i>Provisión plan de retiro Central Cartagena (11)</i>	6.316.019	3.963.815	-	-
<i>Otros</i>	-	693.137	-	-
Total Provisiones	\$ 240.450.528	\$ 296.161.344	\$ 79.148.948	\$ 249.309.459

(1) La provisión de la Central Ambiental 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 ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2021. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a diciembre de 2022 es 20.30% y 13.14% EA y a diciembre de 2021 es 8.37% y 5.92% EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de Junta Directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La Compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por la Compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, la Compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en Junta Directiva y formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

La Compañía presentó reclamación al contratista y a la Compañía AXA Colpatria Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de la Compañía. AXA Colpatria rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

La Compañía presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatria indicando que la reclamación fue objetada, pero que, no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de marzo de 2019, no presentó cambios adicionales.

La demanda fue presentada el 29 de mayo de 2020, ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá (Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá), en contra del Consorcio Impregilo-OHL (CIO) y Axa Colpatria Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda sumaba \$99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvenición (Contrademanda), por valor de \$3.712.037. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue contestada el 4 de diciembre de 2020 por la Compañía, rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

El 5 de febrero de 2021, la Compañía presentó reforma de la demanda arbitral siendo admitida por autos del 15 de febrero el 4 de marzo de 2021.

Las convocadas Consorcio Impregilo OHL y Axa Colpatria Seguros, se pronunciaron dentro del término de ley sobre las reformas de la demanda de Emgesa, oponiéndose a las pretensiones y objetando el juramento estimatorio de perjuicios.

El 7 de diciembre de 2021 se instala la audiencia de fijación de gastos y honorarios. Se nombraron árbitros en el proceso, por lo que se pone en conocimiento de las partes por el término de 5 días para que, si a bien lo tienen, formulen solicitud de relevo.

Se notifica el Auto No. 37, en el que se resuelve, entre otras cosas, establecer los gastos y honorarios del arbitramento que deberán pagar las partes, y fijar el 26 de enero de 2022 para realizar la primera audiencia de trámite.

En la audiencia del 26 de enero de 2022, el Tribunal previo a decretar las pruebas pedidas por las partes, impuso una serie de cargas que la Compañía debe cumplir en 10 días hábiles. La Compañía debe precisar la prelación e importancia de los testigos citados. La audiencia fue suspendida hasta el 22 de febrero de 2022.

En audiencia del 22 de febrero de 2022, en el marco de la primera audiencia de trámite, se decretaron las pruebas pedidas por las partes, las cuales se empezarán a practicar y recaudar en mayo de 2022.

Entre el 10 de mayo de 2022 y el 21 de junio de 2022, se llevaron a cabo las audiencias de práctica de pruebas. Solamente quedaron faltando, aparte de concluir las disputas relativas a la exhibición de documentos de Enel Colombia al consorcio, la declaración del Representante Legal de Ecoinsa, empresa que presentó el dictamen de contradicción a nuestra reclamación de lucro cesante, la declaración de Gonzalo Lozano Triana y la declaración del Representante Legal de FEC, todos peritos, las cuales se programaron para el 2, 4 y 9 de agosto de 2022 respectivamente, a partir de las 9:30 am.

El 30 de junio de 2022, la Compañía radicó un memorial mediante el cual se pronuncia frente al memorial presentado por el consorcio el 13 de junio de 2022, en relación con los documentos que supuestamente la parte convocante ha omitido exhibir.

En el mes de agosto de 2022, concluyó el período probatorio y se presentaron los alegatos de conclusión.

El Tribunal en auto del 31 de agosto de 2022, ordenó de oficio la ampliación de los informes técnicos presentados por los contratistas de Enel, Ingetec y Consorcio Maseq Moreno, relacionados con los diseños del Presa y el informe pericial de Lucro Cesante las ampliaciones fueron presentadas y se dispuso a aplazar las demandadas, por un término de cinco (5) días, que vencieron 10 de octubre del mismo año.

Dentro del término que venció el 10 de octubre de 2022, por petición de la Aseguradora Llamada en Garantía por la demandada Axa Colpatria, eso es; por Segurexpo el Tribunal en providencia del 11 de octubre en los términos de los artículos 275 y 276 del Código General del Proceso, ordenó a INGETEC y al Consorcio M&M (Contratista de la Compañía) para que procedieran a pronunciarse sobre las solicitudes de aclaración y complementación al informe rendido.

El término para rendir las aclaraciones venció el 19 de octubre fecha en la cual se presentaron los informes respectivos. Actualmente se continua a la espera de que el Tribunal ordene cerrar el período probatorio y corra traslado para alegar de conclusión, y de acuerdo con los términos legales se espera que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El 15 de noviembre de 2022, en audiencia, se notifican las siguientes providencias:

Auto No. 72, en el que se resuelve declarar "...que, hasta esta etapa del proceso, no hay irregularidad o vicio que configure una nulidad, que hubiere que sanear...".

Auto No. 73, en el que se resuelve, entre otras cosas, (I) declarar concluida la práctica de las pruebas, y (II) fijar el 14 de febrero de 2023, a las 9 am, para realizar, en forma presencial, la audiencia de alegatos de conclusión. En ese orden de ideas se mantiene la posibilidad, y de acuerdo con los términos legales que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

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 parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702.000 con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de marzo de 2019 no se había recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

El 25 de noviembre de 2019, se presentó para revisión y aprobación por parte de la ANLA, la liquidación del Plan de Inversión 1% a corte 30 de junio de 2019. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

En respuesta al requerimiento, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar se distribuyeran en dos programas específicamente:

1. Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.
2. Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales.

De otra parte, el pasado 18 de diciembre de 2020 en audiencia de oralidad, la ANLA requirió puntualmente:

“Presentar las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% ejecutadas en el año 2019, incluyendo las actividades de la Resolución 938 del 16 de junio de 2018, mediante la cual se modificó la Resolución 899 del 19 de mayo de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019”.

Lo anterior, requiere que la Compañía conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe *“incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%”*. Así mismo determinó que *“no incorporar valores reales al plan de inversión y al cronograma de inversión de la presente obligación, con pronunciamientos de fondo por parte de la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas”*.

Dado lo anterior, la Compañía continúa con la revisión del concepto técnico emitido por parte de la autoridad ambiental y del ente de control (ANLA), para emitir respuesta oficial sobre el monto base de liquidación y el estado de implementación de los proyectos ya aprobados por parte de la autoridad nacional.

El artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo del 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), establece la oportunidad de acogerse a un incremento de la obligación de inversión del 1% de acuerdo con la fecha de expedición de la Licencia Ambiental, para las empresas que deben cumplirla y tienen presupuesto pendiente por invertir.

La Compañía consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo 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, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente. En este sentido

considera \$0 como valor ejecutado y clasifica como "en ejecución" el valor de \$2.859.000 correspondiente a los proyectos de compra de predios y construcción de PTARD que avanzan actualmente.

La diferencia entre el valor total actualizado del plan 1% y el valor en ejecución, es considerado por la ANLA como "valor por ejecutar" el cual asciende a \$13.130.664.

BALANCE DE INVERSIÓN FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%	
Liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% actualizada (Artículo 321)	\$ 15.989.664
Valor en ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1%	(2.859.000)
Valor de la inversión forzosa de no menos del 1% por ejecutar Actualizado.	\$ 13.130.664

En febrero 24 de 2021, la Compañía radicó ante la ANLA la respuesta a los requerimientos reiterativos asociados a la inversión del 1%, establecidos mediante acta de oralidad 540 del 18 de diciembre de 2020. A la fecha no se tiene respuesta por parte de la autoridad ambiental.

Mediante Auto 01481 del 17 de marzo de 2021 la ANLA, ordena el inicio del procedimiento sancionatorio, por presuntos incumplimientos respecto al programa de adquisición de predios de la inversión del 1%. La Compañía por su parte presentará la cesación del procedimiento.

Con base en la actualización del valor liquidado del Plan de inversión del 1% el cual se incrementó en \$5.759.747, la Compañía procederá a realizar la respectiva concertación con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

A su vez, en este proceso con la CAM se deberá incluir el valor liquidado del 1% por concepto de las obras adicionales realizadas para la construcción del sistema de medición de filtraciones cuyo valor base es de \$23.866.318.

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, la Compañía avanza en la gestión para certificar, de los valores pendientes de reportar a la Autoridad Ambiental.

El 16 de diciembre de 2021, la CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531, aprobó que el incremento del presupuesto del Plan 1% por el valor de \$5.998.410.444; así como, el valor asignado inicialmente al municipio de La Argentina (\$296.320.678) se destine a la línea de inversión "Adquisición de predio y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento y recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas."

Adicionalmente, la CAM solicitó el cumplimiento de los siguientes requisitos de los predios que se adquieran a través de la línea de inversión mencionada anteriormente:

1. Que sean predios de más de 50 hectáreas.
2. Que los predios se encuentren al interior de las zonas de conservación en más del 50% de su área total.
3. Que la adquisición de los predios se haga dando cumplimiento a cada una de las líneas de inversión descritas en el Artículo Segundo de la Resolución 00462 de 2021.

De otra parte, la ANLA, con relación a los compromisos adquiridos en la mesa técnico-jurídica llevada a cabo el 07 de mayo de 2021, mediante Resolución 2398 de 2021, confirmó que La Compañía debe adelantar la gestión pertinente ante el IGAC para sanear los predios con relación a la concordancia de las áreas en la oficina de Registro (certificado de libertad y tradición) y Catastro (IGAC).

Con relación al programa de Formación de Promotores Ambientales, la ANLA determinó lo siguiente:

Para este programa, la Sociedad en el ICA No. 24, menciona que:

"En la mesa técnico-jurídica celebrada el 07 de mayo de 2021 entre la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM la ANLA y Emgesa, la ANLA se comprometió a definir cuales insumos de los costos requeridos para la ejecución del programa se podrán imputar al Plan de Inversión 1%. A la fecha, Enel Colombia (antes Emgesa S.A. E.S.P.) no ha recibido respuesta. Se adjunta acta de reunión.

Respecto a los costos elegibles y no elegibles en la Línea de Formación de promotores ambientales, se tiene que son elegibles los costos directos debidamente soportados técnica y financieramente mediante: (Contrato, convenio, factura, comprobante de egreso, o documento equivalente); siempre y cuando estos contribuyan a la Preservación, conservación y vigilancia de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Respecto a los costos indirectos tales como (Transporte de los participantes, Refrigerios, Kits de identificación, carnets y soportes de finalización del proceso diplomas) estos serán elegibles con cargo a la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1%, con la justificación respectiva que acredite la necesidad de los mismos en desarrollo del contrato celebrado, igualmente deberán ser soportados técnica y financieramente.

En concordancia con lo anterior, a través de memorando interno 2021196452-3-000 del 13 de septiembre de 2021, la Oficina Asesora Jurídica – OAJ de la Autoridad Nacional, emitió pronunciamiento frente a la consulta sobre compensación del componente biótico y de inversión forzosa de no menos del 1%, realizada por la Cámara Colombiana de Infraestructura (CCI), la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia (ANDESCO), la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) y la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN)."

Con base en lo anterior, la Compañía informó a la CAM que continuará con la actividad de compra de predios conforme a los lineamientos establecidos tanto por la ANLA como por la CAM; sin embargo, resaltamos las dificultades de tiempo que traerá para la ejecución del plan del 1% la gestión que se realizará ante el IGAC con respecto a la concordancia que debe existir entre las áreas de los predios de los títulos de propiedad, el certificado de libertad y tradición (Registro) y Catastro.

Por otra parte, y teniendo en cuenta las precisiones que manifiesta la ANLA con relación al Programa de Promotoría Ambiental, se procederá a evaluar la información suministrada para la ejecución de dicho programa.

El 29 de marzo de 2022 mediante radicado ANLA 2022058211-1-0000, la Compañía solicitó a la Autoridad Ambiental aclaración y confirmación sobre tres puntos de los costos asociados al cumplimiento de esas disposiciones pueden ser cargados al presupuesto liquidado del plan de inversión del 1%,

1. Costos del proceso de normalización de los predios que implica diferentes trámites ante las entidades públicas que hacen parte del proceso y son necesarios y obligatorios.

Así mismo se informa que, "debido a las dificultades operativas que presenta el IGAC, Enel Colombia S.A. E.S.P., estudia la posibilidad de realizar un convenio de cooperación con el municipio de Garzón, quien fue autorizado como gestor catastral en la Resolución 1698 del 9 de noviembre del 2021, "Por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Garzón-Huila y se dictan otras disposiciones".

En este sentido, se solicitó que todos los costos en que incurra Enel Colombia S.A. E.S.P. para estos procesos de saneamiento predial, se puedan cargar al presupuesto del Plan de Inversión del 1%.

2. Aclarar y dar alcance al concepto "buen estado de conservación" de los predios a adquirir a través de la línea "Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas".

En este sentido, es preciso conocer si las actividades de identificación visual del paisaje con fotografías aéreas, el uso de drones y los informes de las actividades anexas pueden ser costeadas con el presupuesto del Plan de inversión forzosa del 1%.

3. Se autorice el pago de visitas de la CAM para emitir los respectivos conceptos de aprobación o descarte para la compra de los predios ofertados por los municipios costos con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Mediante radicado 2022104387-2-000 del 26 de mayo de 2022 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

En conclusión, para la aceptación de los gastos elegibles con cargo a la inversión forzosa de no menos del 1%, los titulares de licencias ambientales deben soportar técnicamente su contribución a la "recuperación, preservación, conservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica", justificando la necesidad de estos y financieramente aportar contratos, convenios, actas de avance, presupuestos efectivamente ejecutados, facturas y comprobantes de egreso que demuestren los valores cancelados.

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

- (1) Los costos asociados a esta actividad (identificación visual del paisaje a través de fotografías aéreas y uso de drones; así como, "actividades anexas"), los cuales no han sido solicitados por parte de esta Autoridad, no serán elegibles del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%, al considerarse que no es necesario incurrir en ellos para identificar áreas con coberturas vegetales conservadas, destacando que los montos a invertir deben enfocarse en las acciones que propenden a la conservación y protección del recurso hídrico, el cual corresponde al objetivo de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y por tanto debe darse un uso eficiente del mismo.
- (2) Respecto a la elaboración de conceptos técnicos por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM producto de la visita en campo de los predios a adquirir, es viable descontar dicho valor del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%; no obstante, se aclara que este valor será descontado únicamente de los predios que sean finalmente adquiridos una vez se surta todo el proceso de compra y entrega del predio cumpliendo con todos los requisitos asociados y discriminados en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 2398 del 29 de diciembre de 2021.

Mediante Acto Administrativo No. 1572 del 22 de julio de 2022- Expediente LAM4090 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

"ARTÍCULO PRIMERO. ACEPTAR como parte de la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, la suma de SESENTA Y DOS MILLONES CUATROSCIENTOS DIECINUEVE MIL DOSCIENTOS SETENTA Y NUEVE PESOS CON SIETE CENTAVOS. (\$62.419.279.07), liquidado sobre la base de liquidación que corresponde a la suma de SEIS MIL DOSCEINTOS CUARENTA Y UN MILLONES NOVECIENTOS VEINTISIETE MIL NOVECIENTOS SIETE PESOS MCTE. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo."

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte de la Compañía solicitando las siguientes aclaraciones:

- Respecto al párrafo segundo del artículo segundo de la Resolución No. 1572 del 22 de julio de 2022, solicitamos respetuosamente se realice la verificación de los valores y se aclare la cifra de (\$1.225.527), correspondiente al incremento del 10%, toda vez que al aplicar dicho porcentaje a la base a actualizar de \$1.229.526.748, difiere al valor señalado en la resolución. Como consecuencia de la aclaración, de ser necesario, se realice el ajuste de las cifras que se deriven de la cifra aclarada.
- Respecto al artículo tercero, solicitamos respetuosamente aclarar que el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA- 26, corresponde al primer semestre de 2022 y no al segundo semestre del año 2021, como lo señala el artículo.

Mediante Resolución 02829 del 30 de noviembre de 2022, la ANLA modifica el artículo segundo de la Resolución 1572 del 22 de julio de 2022, con el cual se actualiza la liquidación parcial acumulada a diciembre de 2021 de la inversión forzosa de no menos del 1%, cuyo valor asciende a \$ 16.326.576.088,18 y presenta el siguiente balance de la inversión:

BALANCE DE INVERSION FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%	
Valor de Liquidación con base en los certificados a costo histórico a 2018.	\$ 14.795.967
Valor incremento al porcentaje incremental establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2019.	1.229.527
Subtotal valor Liquidación actualizada al artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 (Base corte 2018)	16.025.494
Valor 1% Sistema de medición de Filtraciones (Periodo 2019-2020 aceptado en Resolución 1328 del 28 de julio de 2021)	238.663
Valor adicional Ítem adquisición de Terrenos (Periodo 16 de octubre de 2019 a 4 de diciembre de 2020 y año 2021 aceptado en Resolución 1572 del 22 de julio de 2022)	62.419
Total Liquidación inversión forzosa de no menos del 1% acumulada a 31 de diciembre de 2021	62.419
Valor en ejecución del Plan de Inversión a la entrada en vigor del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019.	2.500.699
Valor por ejecutar del Plan de Inversión del 1%	\$ 13.825.877

Fuente: Resolución ANLA 02829 del 30 de noviembre de 2022

Sumado a lo anterior, la Compañía continúa la gestión para la ejecución de las líneas de inversión asociadas a la adquisición de predios y construcción de PTARD.

En este sentido, se priorizó el proceso de revisión del predio "El Danubio" cuyo estudio de títulos es viable y pasará a aprobación por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM).

De otra parte, el municipio de Garzón recibió aval técnico y financiero por parte de la firma Aguas del Huila al proyecto de PTARD del centro poblado San Antonio del Pescado, y avanza en la realización del plan de saneamiento y manejo del vertimiento como requisito final para la presentación del proyecto a la CAM para aprobación de su ejecución con los recursos del Plan de inversión del 1%.

- (2) 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 13,15% E.A.
- (3) Corresponde principalmente al cargue de saldos iniciales de Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. proveniente del proceso de fusión por concepto de provisiones ambientales para la construcción y operación del proyecto Parque Solar El Paso en el departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Cesar - Corpopesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2022, 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 13.34% EA, con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde a la duración de la licencia. Los conceptos incluidos son: Cumplimiento ambiental (PMA), plan de gestión del riesgo, enriquecimiento vegetal de 63 hectáreas con epífitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimiento)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

- (4) Al 31 de diciembre de 2022, 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.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que la Compañía demandó la resolución CAR No. 20207100872 de 2020, buscando que la misma sea anulada, hasta tanto no se tenga 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.

- (5) Al 31 de diciembre de 2022, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$ 16.761.502.854 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$25.694.007 (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.

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

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 2022, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de Procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Valor de la Contingencia	Valor provisión
-Distribución - Civil	Posible	161	65	\$ 568.208.632	\$ -
	Probable	47	-	26.794.682	8.314.524
	Remota	73	24	13.093.410.992	-
Total distribución - Civil		281	89	13.688.414.306	8.314.524
-Distribución-Laboral	Posible	88	14	16.980.053	-
	Probable	43	-	10.975.771	6.977.635
	Remota	9	-	1.970.869	-
Total distribución-Laboral		140	14	29.926.694	6.977.635
Renovables - Laboral	Posible	1	-	14.754	-
	Remota	3	1	29.509	-
Total Renovables - Laboral		4	1	44.263	-
Generación-Inundaciones A97	Posible	3	-	169.370	-
	Probable	1	-	2.953.181	800.000
Total generación-Inundaciones A97		4	-	3.122.551	800.000
Generación-Inundaciones D97	Posible	9	-	6.197.067	-
Total generación-Inundaciones D97		9	-	6.197.067	-
Generación-Laboral	Posible	30	5	2.876.964	-
	Probable	7	-	2.874.593	1.520.343
	Remota	3	-	7.041.000	-
Total general Total Generación-Laboral		40	5	12.792.557	1.520.343
Generación-Otros	Posible	26	15	51.103.496	-
	Probable	2	-	149.000	15.734
	Remota	14	6	2.350.087.387	-
Total Generación-Otros		42	21	2.401.339.883	15.734
Quimbo	Posible	170	25	609.738.241	-
	Probable	1	-	5.377.741	1.400.000
	Remota	5	1	2.946.552	-
Total Quimbo		176	26	618.062.534	1.400.000
Renovables-Civil	Remota	2	-	1.603.000	-
Total Renovables-Civil		2	-	1.603.000	-
Total general		698	156	\$ 16.761.502.854	\$ 19.028.236

Concepto	Valor de la provisión a 2022
Primas de éxito	\$ 5.036.763
Provisión litigios Fiscales	956.450
Sanciones	3.339.758
VPN	(2.667.200)
	\$ 6.665.771

(6) Durante el año 2022 la Compañía adelantó un análisis sobre las opciones de recalificación en el uso de las instalaciones, implementación de nuevas tecnologías tales como el Hidrogeno verde, paneles solares flotantes, uso de biocombustibles, y otras opciones incluyendo el ámbito inmobiliario. Los resultados obtenidos no sustentan las futuras inversiones que favorezcan una recuperación, reutilización, repotenciación y/o retoma operativa para futuros periodos de la Central Cartagena. Por ello y de acuerdo con la resolución 1420 del 06 de noviembre de 2015 por la cual se ajusta vía seguimiento la resolución 1809 del 15 de octubre de 2008 en su "Artículo Noveno: Aceptar el plan de cierre y abandono como fue presentado y requerir a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) para que revise y ajuste esta ficha, para la fecha en que se dé el periodo de cierre, considerando las condiciones que lleguen a presentarse para esa época.". Con base en lo anterior y considerando que por la antigüedad de la central al 31 de diciembre de 2021 no era requerido la constitución de dicha provisión hasta tanto se determinara el periodo de cierre, al 31 de diciembre de 2022 se ha constituido una provisión de Desmantelamiento de la Central por valor de \$138.140.857. El plazo determinado para la ejecución será entre Noviembre de 2023 y 2028.

(7) Corresponde a la provisión de desmantelamiento de PCBs proveniente del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).

Teniendo en cuenta que Colombia con la Ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado por la resolución 1741 de 2016, la Compañía reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

Exportación de transformadores contaminados

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados la Compañía implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por la Compañía junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otro sí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA – expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados.

Desde 2017, la Compañía inició el lavado de carcasas, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre de 2016 se realizó la adjudicación a LITO S.A.S. del nuevo contrato para la prestación del servicio de "Manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de residuos contaminados con PCBs. Durante 2022 se han realizado dos actividades de lavado de carcasas y una de declorinación de aceite.

Marcación y muestreo de inventarios

El 21 de diciembre de 2015 se firmó el contrato 5600014180 con la Empresa Colombia Multiservicios S.A. (en adelante CAM) con una duración de 3 años y cuyo objetivo fue realizar la toma, manipulación, análisis y almacenamiento de las muestras y marcación de equipos en general. El 2 de febrero de 2016 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión.

A principios del 2016 se realizó la actualización de los baremos reales posterior a la adjudicación de este contrato generando un impacto aproximado de \$4.419.000 .

En el 2021, se firmó un nuevo contrato con la empresa CAM para la ejecución de actividades de levantamiento, marcación y muestreo de equipos con contenido de aceite. En julio de 2021 inició labores en terreno y se adelantaron actividades de identificación por \$748.387.

Al 31 de diciembre de 2022 el saldo de la provisión es de \$16.267.469, la Compañía actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 21,55% 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.

(8) La variación corresponde principalmente a las provisiones de Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. proveniente del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).

A partir del 1 de enero de 2020 la Compañía aplica la CINIIF 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

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

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.

- (9) Corresponde a los valores comprometidos por la Compañía en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con el Grupo de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años.
- (10) La variación corresponde principalmente a la provisión de Codensa S.A. E.S.P. proveniente del proceso de fusión. (ver nota 1.4 Fusión).

En el año 2020 la compañía reconoció la provisión Fondo de Transición la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo Enel a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio de la Compañía. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2022 la provisión fue actualizada de acuerdo con el cambio de los flujos entre los años 2022 hasta el 2029.

- (11) En el año 2022, la Compañía reconoció una provisión para el plan de retiro del personal de la Central Cartagena, teniendo en cuenta que se tiene previsto el desmantelamiento de la misma una vez finalizados sus compromisos regulatorios vigentes (Obligaciones de Energía Firme) en Noviembre de 2023.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Fondo de Transición	Provisión plan de retiro Central Cartagena	Otros	Total
Saldo Inicial a 01 de enero de 2022	\$ 10.995.153	\$ 958.961	\$ 7.520.768	\$ 291.705.156	\$ 6.649.942	\$ -	\$ 10.628.427	\$ 328.458.407
Saldos Iniciales Fusión	17.369.210	24.031.583	11.603.411	17.070.394	28.318.803	-	693.137	99.086.538
Incremento (Decremento)	6.101.527	138.300.712	3.658.878	(17.343.516)	(12.022.954)	10.279.834	(715.946)	128.258.535
Provisión utilizada	(847.046)	(4.842.980)	(206.321)	(14.949.599)	(1.181.936)	-	-	(22.027.882)
Actualización efecto financiero	(2.054.850)	1.119.528	-	17.228.073	(7.586.490)	-	-	8.706.261
Recuperaciones	(5.869.987)	-	-	-	-	-	-	(5.869.987)
Total movimientos en provisiones	14.698.854	158.608.843	15.055.968	2.005.352	7.527.423	10.279.834	(22.809)	208.153.465
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	\$ 25.694.007	\$ 159.567.804	\$ 22.576.736	\$ 293.710.508	\$ 14.177.365	\$ 10.279.834	\$ 10.605.618	\$ 536.611.872

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles o eventuales, 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.

Del 31 de diciembre de 2021 al 31 de diciembre de 2022 los procesos eventuales variaron en \$(1.226.608) principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo proceso	Valor
Distribución-Civil	Acción de Controversias contractuales	\$ (2.857.680)
	Acción de Reparación Directa	(1.178.441)
	Acciones de Grupo	(6.860)
	Acciones populares	(48.000)
	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	(7.570)
	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	132.327
	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	21.000
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(579.517)
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(1.230.597)
	Proceso verbal sumario de acción de protección al consumidor (CGP)	-
	Total Distribución-Civil	

Grupo Proceso	Tipo proceso	Valor
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral	19.600
	Ordinario laboral de primera instancia	4.360.846
Total Distribución-Laboral		4.380.446
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(101.363)
Total Generación-Inundaciones A97		(101,363)
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(34.711)
Total Generación-Inundaciones D97		(34.711)
Generación-Laboral	Ejecutivo laboral	5.000
	Ordinario laboral de primera instancia	280.000
Total Generación-Laboral		285.000
Generación-Otros	Acciones populares	11.608
	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	(12.250)
Total Generación-Otros		(642)
Total general		\$ (1.226.608)

La Compañía cuenta con un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2022 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de \$ 956.450, correspondiente a demanda tasa contributiva de estratificación.

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2022 corresponde principalmente a:

a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Leonardo Andrés Alzate Restrepo y otros	Ordinario laboral de primera instancia	3.850.000	may-22
Distribución-Civil	Tubotec Sas	Acción de Reparación Directa	350.000	may-22
Generación-Laboral	Jesús Anibal Vasquez	Ordinario laboral de primera instancia	300.000	nov-22
Distribución-Laboral	Liliana Rocio Castro Ospina	Ordinario laboral de primera instancia	250.000	nov-22
Distribución-Laboral	"Consuelo Rodríguez Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	160.000	nov-22
Distribución-Civil	Gabriel Rocha Sarmiento	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	137.000	abr-22
Distribución-Laboral	Margarita Gonzalez Rojas	Ordinario laboral de primera instancia	89.909	jul-22
Distribución-Laboral	Lorenzo Porras Martinez"	Ordinario laboral de primera instancia	45.000	nov-22
Distribución-Civil	Laura Tatiana Lopez Orjuela - Vanessa Lopez Orjuela Y Violet Barreto Lopez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	44.224	ago-22
Distribución-Laboral	Fredy Zapata Cubides	Ordinario laboral de primera instancia	43.702	nov-22
Distribución-Laboral	Luis Parmenio Lopez Acosta	Ordinario laboral de primera instancia	40.000	feb-22
Distribución-Laboral	Jayson Steve Oliveros Ávila	Ordinario laboral de primera instancia	25.800	feb-22
Distribución-Civil	Jose Antonio Benavides Guata Y Luz Mary Ladino Cubillos	Acción de Reparación Directa	22.912	jun-22
Distribución-Civil	Jorge Enrique Chacon Quintana	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	21.000	jun-22
Generación-Otros	Jose Belisario Prada Abril	Acciones populares	13.008	jul-22
Distribución-Civil	Victor Hugo Rojas Arias	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	9.945	ago-22
Distribución-Laboral	Noel Olaya Satizabal	Ordinario laboral de primera instancia	7.576	mar-22
Distribución-Laboral	Jose Nestor Guavita Cubillos	Ordinario laboral de primera instancia	6.759	jul-22
Generación-Laboral	Hector Suarez Mesa	Ejecutivo laboral	5.000	jul-22
Distribución-Civil	Jose Joaquín Salas Rojas	Acciones populares	2.000	jul-22
Generación-Inundaciones A97	Francisco Albeiro Martinez Narváz	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	1.000	jul-22
Distribución-Civil	Superintendencia De Servicios públicos Domiciliarios	Acción de Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia de los tribunales administrativos	500	ago-22

b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Chacin Quintana Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(217.604)	nov-22
Distribución-Laboral	Aguas Lastre- Susana Rodriguez	Ejecutivo laboral	(211.342)	feb-22
Generación-Laboral	Jesús Anibal Vasquez	Ordinario laboral de primera instancia	(196.145)	dic-22
Distribución-Laboral	Liliana Rocio Castro Ospina	Ordinario laboral de primera instancia	(180.051)	dic-22
Distribución-Civil	Orjuela Martinez Res	Acción de Reparación Directa	(83.241)	may-22

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

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Jayson Steve Oliveros Avila	Ordinario laboral de primera instancia	(59.271)	mar-22
Distribución-Civil	Laura Tatiana Lopez Orjuela	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	(57.601)	may-22
Distribución-Civil	Maria Marleny Arango	Acción de Reparación Directa	(45.426)	feb-22
Distribución-Civil	Lina Marcela Aguas Ramírez	Acción de Reparación Directa	(31.533)	ago-22
Distribución-Civil	Gilberto García - Paulo Millán	Acción de Reparación Directa	(27.256)	feb-22
Distribución-Civil	Irma Garcia Ramirez	Acción de Reparación Directa	(9.085)	feb-22
Distribución-Laboral	Sonia Gualteros	Ejecutivo laboral	(9.000)	oct-22
Distribución-Laboral	Ana Delia Arandía Cárdenas	Ordinario laboral de primera instancia	(4.513)	nov-22
Distribución-Civil	Jorge Isaac Rodelo Menco	Acción de Reparación Directa	(3.668)	jun-22
Distribución-Laboral	Fredy Zapata Cubides	Ordinario laboral de primera instancia	(2.561)	dic-22
Generación-Laboral	Lenandro Antonio Herrera	Ejecutivo laboral	(2.500)	jul-22
Distribución-Laboral	Cecilia Hernandez De Rivera	Ejecutivo laboral	(2.075)	mar-22
Distribución-Civil	Alberto Chaya Pallares	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	(1.716)	sep-22
Distribución-Civil	Victor Julio Sabogal Mora	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(1.025)	jul-22
Generación-Otros	Helga Adriana Sanabria Knepper Y Otros	Acciones populares	(1.008)	jul-22
Distribución-Laboral	Arturo Montoya, Blanca Paniagua, Carlos Julio Orozco	Ordinario laboral de primera instancia	(125)	sep-22
Distribución-Civil	Superintendencia De Servicios públicos Domiciliarios	Acción de Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia de los tribunales administrativos	(70)	sep-22

c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Cooperativa de Ingeniería Y Servicios Isecoop	Acción de Controversias contractuales	2.916.000	abr-22
Distribución-Civil	Dalia Mercedes Lasso Y Otros	Acción de Reparación Directa	1.037.000	may-22
Distribución-Civil	Agueda Garzon De Rodriguez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	989.000	oct-22
Distribución-Civil	Mariela Mahecha Y Ottros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	240.000	jun-22
Distribución-Civil	Pedro Antonio Virguez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	121.046	jun-22
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	117.601	dic-22
Generación-Inundaciones A97	Rafael Bernate (89)	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	98.347	sep-22
Distribución-Civil	Maria De Jesus Segura	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	71.986	oct-22
Distribución-Civil	González, Manuel Alfredo Zapata Y Otros	Acciones populares	50.000	jun-22
Distribución-Civil	Diana Patricia Quintero Ossorio	Acción de Reparación Directa	36.070	abr-22
Generación-Inundaciones D97	Pastor Aroca Ibarra	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	35.420	may-22
Distribución-Civil	Claudia Yasmid Florez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	35.000	dic-22
Distribución-Laboral	Elizabeth Varon Oviedo	Ordinario laboral de primera instancia	22.000	jun-22
Distribución-Civil	Andrea Peña Rodriguez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	19.535	dic-22
Distribución-Civil	Elva Maria Vega	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	14.000	may-22
Distribución-Civil	Superintendencia De Servicios Públicos Domiciliarios	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	7.724	abr-22
Distribución-Civil	Sildana Vargas Bermejo,	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	4.088	oct-22
Generación-Inundaciones A97	Libardo Chico	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	4.000	dic-22
Distribución-Civil	Centro Médico De La Sabana Ph	Acciones de Grupo	2.088	dic-22
Distribución-Civil	Edison Rafael Venera Lora	Acciones populares	2.088	jun-22
Distribución-Civil	Jorge Enrique Prieto Amortegui	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	1.973	dic-22
Generación-Inundaciones A97	Luis Ferney Yara (94)	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	1.084	dic-22
Generación-Inundaciones A97	Alfonso Rodríguez Yara	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	1.000	jul-22
Distribución-Civil	Superintendencia De Servicios Públicos Domiciliarios	Acción de Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia de los tribunales administrativos	430	may-22
Generación-Otros	Helga Adriana Sanabria	Acciones populares	400	may-22

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

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Siervo De Jesús Penagos Piragauta	Ordinario laboral de primera instancia	172	jul-22
Distribución-Civil	Leidy Jimena Rubio Figueroa, Renato Rubio Giraldo Y Piedad Jhanneth Figueroa Orosco.	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	88	oct-22
Distribución-Civil	Rosalba Chimbi Martinez,	Acción de Reparación Directa	88	dic-22

18. Pasivos por impuestos corrientes

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 1.790.073.730	\$ 738.050.937
Impuesto por pagar año anterior	34.746	733.589
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(192.496.450)	(15.549.543)
Autorretenciones otros conceptos	(203.927.032)	(114.641.610)
Autorretenciones de retención en la fuente	(329.100.349)	(72.740.661)
Anticipo de renta año	(302.831.588)	(259.202.691)
Saldo a favor renta EGP 2021	(4.552.858)	-
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 757.200.199	\$ 276.650.021

(1) El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 1.767.589.678	\$ 737.404.690
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	22.484.052	646.247
Total	\$ 1.790.073.730	\$ 738.050.937

A diciembre 2022 se presenta un impuesto de renta corriente por \$1.790.073.730, el cual se tendrá en cuenta en la presentación de renta en el año 2023.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 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 el año gravable 2022 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 2021 que se presentan a la DIAN fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2022. Para el caso de Codensa S.A. E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P, se presentaron el 16 de septiembre de 2022 y el 19 de septiembre de 2022, respectivamente.

Las transacciones realizadas durante el 2022 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2023 la documentación comprobatoria e informativa por el año 2022 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 de 2010:

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

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 \$1.922.578.000. En el primer semestre del 2014 se aprobó un incremento en el presupuesto de \$583.184.000, el cual junto con el gasto financiero en el que se ha incurrido y se proyecta incurrir para la financiación del proyecto \$450.712.000, representa un mayor valor de la inversión. De conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 de contrato de estabilidad jurídica, el mayor valor de la inversión implicó pagar, en diciembre 2014, la suma de \$6.299.000, por concepto de ajuste de la prima establecida en el contrato de estabilidad jurídica. En marzo de 2016, se procedió con el pago de un segundo ajuste por \$4.657.000, con ocasión del aumento en el monto de la inversión. A la fecha se está solicitando al Ministerio como se procedería para la liquidación y pago de la prima, con base en la última aprobación de un capex adicional para finalización de las obras de El Quimbo.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

- 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.
- 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 de 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 estabilidad jurídica por \$9.617.000 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y ajustarla en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión, tal y como se hizo según explicación previa. En diciembre de 2014, la Compañía pagó \$6.299.000 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, la Compañía pagó \$4.657.000 por concepto de un segundo ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.

En el 2017 se realizó una mayor inversión a la establecida en el contrato, razón por la cual actualmente se está estableciendo el monto exacto de incremento en dicha inversión con el fin de proceder a la solicitud de aprobación de reliquidación y pago de la prima ante el Comité de Estabilidad Jurídica.

- 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 a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

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 2021 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 31 de marzo de 2022.

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 177.215.002	\$ 108.922.202
Impuestos distintos a la Renta (2)	112.109.690	32.663.437
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
Anticipos de clientes por uso de redes	3.677.484	-
Total	\$ 296.820.223	\$ 145.403.686

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

(1) La variación del período corresponde a un incremento del anticipo de compras de energía por \$45.414.061, principalmente con Caribe Mar De La Costa S.A.S E.S.P., Air-E S.A.S E.S.P., y Americana de Energía S.A.S. y por efecto de la fusión por parte del segmento de distribución \$22.878.719.

(2) Al 31 de diciembre de 2022, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Provisión para pago de impuestos (*)	\$ 34.197.022	\$ 10.021.073
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (*)	77.912.668	22.642.364
Total	\$ 112.109.690	\$ 32.663.437

(*) La variación del período corresponde principalmente al efecto de la fusión de las compañías; respecto a la provisión para pago de impuestos, ésta la compone la provisión de ICA que generó un aumento de \$24.175.949, y con respecto a los impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines se presentó un aumento por \$55.270.303 que lo compone las retenciones en la fuente, retención de ICA e IVA.

20. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 85.752.551	\$ 2.520.355	\$ 31.313.314	2.618.132
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	32.440.715	365.314.784	6.749.434	73.618.005
Beneficios por planes de retiro	5.383.395		1.135.453	-
Otras obligaciones	101.537		629.406	-
	\$ 123.678.198	\$ 367.835.139	\$ 39.827.607	\$ 76.236.137

(1) La variación corresponde principalmente al pasivo reconocido en el proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 proveniente de la sociedad Codensa S.A. E.S.P \$34.846.174 y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. \$2.863.729. (ver nota 1.4 Fusión).

Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a bonificaciones \$37.940.264; vacaciones y prima de vacaciones \$11.738.007; 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. Al 31 de diciembre de 2022 los aportes de seguridad social y parafiscales ascienden a \$11.022.404 y cesantías e interés de cesantías por \$25.051.876.

(2) Al 31 de diciembre de 2022 el incremento corresponde principalmente al pasivo actuarial de Codensa S.A E.S.P. que se trasladó en el proceso de fusión el 1 de marzo de 2022. (ver nota 1.4 Fusión).

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.

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

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 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Pensionados	1.445	309
Edad promedio	70	66,5

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:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Auxilio educativo		
Pensionados	89	23
Edad promedio	19.4	21.3
Auxilio energía		
Pensionados	1.198	275
Edad promedio	70.3	69.2
Auxilio salud		
Pensionados	774	73
Edad promedio	61.8	59.1

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:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Empleados	124	80
Edad promedio	57	56
Antigüedad	30,2	28,1

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

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 Empresa de Energía de Cundinamarca 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.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Empleados	190	91
Edad Promedio	54,2	55
Antigüedad	26,5	26,2

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma AON Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Tasa de descuento	9,51%	6,94%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	8,49%	4,95%
Tasa de incremento a las pensiones	7,42%	3,90%
Inflación estimada	7,42%	3,90%
Inflación servicio médico	10,00%	8,00%

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 2022 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo inicial al 01 de enero de 2021	\$ 74.708.783	\$ 9.306.140	\$ 6.636.170	\$ 3.991.649	\$ -	\$ 94.642.742
Costo del servicio corriente	-	-	248.876	154.183	-	403.059
Costo financiero	4.157.113	515.418	371.623	215.442	-	5.259.596
Contribuciones Pagadas	(5.767.676)	(541.982)	(829.240)	(826.012)	-	(7.964.910)
Adquisiciones	-	-	-	-	1.851.024	1.851.024
Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(12.232.116)	(1.357.331)	(405.328)	(94.803)	-	(14.089.578)

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

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	-	-	(155.669)	421.175	-	265.506
Saldo final 31 de diciembre de 2021	\$ 60.866.104	\$ 7.922.245	\$ 5.866.432	\$ 3.861.634	\$ 1.851.024	\$ 80.367.439
Costo del servicio corriente	-	-	302.003	297.113	47.881	646.997
Costo financiero	15.333.227	3.876.127	574.380	515.572	346.528	20.645.834
Contribuciones Pagadas	(20.474.812)	(4.198.177)	(1.709.949)	(1.835.176)	(3.361.520)	(31.579.634)
Adquisiciones	-	-	-	-	12.021.250	12.021.250
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	26.365.475	(1.005.904)	(1.660.987)	256.515	102.853	24.057.952
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	13.738.843	(254.835)	3.641.583	1.164.066	-	18.289.657
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo provenientes de Fusión.	201.956.444	60.136.909	3.196.908	5.112.382	2.903.361	273.306.004
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

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 2022 y 2021 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$224.665.427 y \$50.754.886, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por la firma AON Hewitt Mexicó, utilizando las siguientes variables:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Tasa de descuento	8,97%	7,53%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	3,98%	2,60%

La variación principalmente corresponde a \$169.311.234 por pasivo reconocido por efecto fusión provenientes de la sociedad Codensa S.A. E.S.P. y \$4.599.308 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 2022:

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	330.242.508	71.820.548	10.786.991	9.641.630	14.076.487	436.568.164
+ 100 puntos básicos	268.084.547	61.493.783	9.658.728	9.111.272	13.749.410	362.097.740

Al 31 de diciembre de 2021:

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	68.774.777	8.708.063	6.258.062	3.947.660	1.876.710	89.565.272
+ 100 puntos básicos	55.426.920	7.311.834	5.507.970	3.779.432	1.826.264	73.852.420

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

La Convención Colectiva suscrita con Sintraelecol-Emgesa S.A. E.S.P finalizó su vigencia el 30 de junio de 2018; sin embargo, el sindicato no realizó la denuncia y presentación del pliego de peticiones respectivo por lo que el texto convencional se prorrogó de manera automática y por disposición de ley, por períodos sucesivos de seis (6) meses.

No obstante, lo anterior entre la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Sindicato, decidieron pactar de común acuerdo dos actas de acuerdo una para la vigencia 2021 suscrita el 31 de diciembre de 2020 y una para la vigencia 2022 suscrita el pasado 31 de diciembre de 2021, mediante la cual se determinó el ajuste a ciertos beneficios de la Convención Colectiva de Trabajo, tales como:

1. Aumento de salario básico mensual para el año 2022 (IPC+1.5%) desde enero de 2022.
2. Ajuste del IPC a beneficios económicos del cuerpo normativo a partir de febrero de 2022.
3. Se modifica el auxilio por reconocimiento de la pensión legal de vejez (auxilio de marcha), el cual se incrementará de manera permanente para los trabajadores convencionales, vinculados antes del 1 de enero de 2004, a veinticinco (25) salarios mínimos legales mensuales vigentes.
4. La empresa reconocerá por (1) una sola vez a todos los trabajadores con salario ordinario, afiliados al 15 de diciembre de 2021 a la organización sindical, un bono no salarial por valor de tres millones de pesos.

Convención Colectiva de Trabajo Codensa S.A. E.S.P – SINTRAELECOL

El 12 de noviembre de 2019 se firmó entre la organización sindical Sintraelecol y la Compañía una nueva Convención Colectiva de Trabajo con vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2022 y con ella se cerró el conflicto colectivo existente entre las partes. Con esta convención se unificaron los textos convencionales de Codensa S.A. E.S.P. siendo aplicable a todos los empleados y al personal proveniente de la extinta Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

A pesar de la fusión, por acta de acuerdo entre Codensa S.A. E.S.P, Emgesa S.A. E.S.P y SINTRAELECOL las convenciones colectivas continuaron siendo aplicables a los grupos establecidos, hasta tanto se realizará la negociación de una convención colectiva unificada, la cual se dió partir de noviembre de 2022 conforme a lo legalmente establecido.

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre la Compañía y los trabajadores convencionales en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiarán al 100% del personal convencionaada de la Compañía 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 cuarenta millones de pesos \$40.000.000 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 \$4.000.000, para el personal vinculado al sindicato 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 2016–2019

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 Empresa afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se benefician 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.

No obstante, una vez adelantadas las reuniones de negociación según el cronograma acordado, el 16 de septiembre de 2020 las partes dieron por finalizada la etapa de arreglo directo sin acuerdo en tanto los intereses y necesidades de cada una son diferentes y como tal sus posiciones se encuentran alejadas, por lo que se solicitó la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que deberá definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

A la fecha ya fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. Contra el mismo tanto la compañía como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y está pendiente de ser remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral para que sea resuelto en última instancia.

En lo que respecta a ASIEB-CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB a la compañía el día 30 de diciembre de 2019, se dió inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes.

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 que ya emitió el correspondiente laudo arbitral. Contra el mismo tanto la compañía como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente a la fecha de ser radicado, repartido, admitido y resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se podrá fin al conflicto existente entre las partes.

Negociación Colectiva – REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante la compañía 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 ya profirió laudo arbitral. Contra el mismo el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022, devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie frente a las siguientes peticiones: comité tripartito, indemnización por despido, procedimiento para permisos por calamidad, derecho a la información, extensión de fuero sindical en el tiempo, médico en cada sede de la empresa, capacitación, cultura y recreación, reajuste salarial y salario mínimo; no alunando ni devolviendo las demás disposiciones atacadas del laudo arbitral del 30 de julio de 2021.

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 2022:

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

	Saldo final al 31 de diciembre de 2021	Efecto fusión por impuestos diferidos en Resultados	Efecto Fusión por Impuestos diferidos en Otros Resultados Integrales	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos diferidos en otros resultados integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2022
Otras provisiones (1)	\$ 20.076.481	\$ 88.525.764	\$ -	\$ 24.929.080	\$ -	\$ 133.531.325
Obligaciones de aportación definida	7.235.115	15.460.635	-	(463.460)	10.408.871	32.641.161
Instrumentos de cobertura	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido activo	27.311.596	103.986.399	-	24.465.620	10.408.871	166.172.486
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(344.119.035)	(66.190.275)	-	58.740.651	(2.714.804)	(354.283.463)
Forward y swap	(899.670)	(13.997.812)	5.283.155	2.347.063	(60.067.387)	(67.334.651)
Método de participación CAM	-	-	-	(24.308.314)	(100.167.238)	(124.475.552)
Otros	-	(392.501)	-	24.120	-	(368.381)
Impuesto diferido pasivo	(345.018.705)	(80.580.588)	5.283.155	36.803.520	(162.949.429)	(546.462.047)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$ (317.707.109)	\$ 23.405.810	\$ 5.283.155	\$ 61.269.140	\$ (152.540.558)	\$ (380.289.561)

(1) A 31 de diciembre de 2022, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial 01 de enero de 2022	Efecto Fusión	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo Final al 31 de diciembre de 2022
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 1.310.554	\$ 5.702.755	\$ 13.306.585	\$ 20.319.894
Provisión de cuentas incobrables (a)	1.751.902	31.576.157	(17.878.817)	15.449.242
Otros	13.567.983	16.258.218	31.028.629	60.854.830
Provisión obligaciones laborales (b)	-	18.828.367	12.631.891	31.460.258
Dif. Impuesto de Industria y Comercio (c)	2.108.438	15.763.728	(17.101.332)	770.834
Provisión Compensación Calidad	1.337.604	-	239.108	1.576.712
Provisión por desmantelamiento	-	396.539	2.703.016	3.099.555
Total	\$ 20.076.481	\$ 88.525.764	\$ 24.929.080	\$ 133.531.325

(a) Corresponde al aumento, principalmente, de la provisión de cartera del IVA de Alumbrado Público.

(b) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund).

(c) Corresponde al reconocimiento de impuesto diferido por el descuento tributario del impuesto de industria y comercio de acuerdo con el artículo 115 del Estatuto Tributario modificado por la Ley de Financiamiento (Ley 2010 de 2019).

(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.
- 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 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2022 se presenta a continuación:

	2022 En adelante
Provisiones y pasivos estimados	\$ 416.494.619
Propiedades, planta y equipo	(1.096.453.126)
Cartera	43.737.923
Instrumentos financieros	(197.842.390)
Obligaciones de aportación definida	99.426.365
Otros	(1.052.518)
	\$ (735.689.127)

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

	2022 En adelante
Tarifa	35%
	(257.491.194)
Ganancias ocasionales	11.181.241
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.186
Total impuesto diferido Pasivo (sin MPP CAM)	\$ (255.814.008)
Base método de participación de Centroamérica	(505.791.380)
Impuesto pasivo por método de participación	(124.475.553)
Total impuesto diferido Pasivo	\$ (380.289.561)

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 con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de diciembre de 2022:

	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
Total	100,00%	148.913.918

Al 31 de diciembre de 2022, la compañía tiene 244 acciones propias readquiridas.

Prima por Fusión

Al 31 de diciembre de 2022, como resultado del perfeccionamiento del proceso de fusión del 1 de marzo de 2022 se ha constituido la prima por fusión así:

	Capital Emitido	Prima de Emisión	Total Prima por Fusión
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 13.487.545	\$ 190.553.196	\$ 204.040.741
Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	31.263.213	2.740.274.675	2.771.537.888
ESSA2 SpA	2.473.245.050	-	2.473.245.050
Total	\$ 2.517.995.808	\$ 2.930.827.871	\$ 5.448.823.679

La prima por fusión fue aprobada de manera global por la Asamblea de Accionistas de cada una de las sociedades, mediante la aprobación del compromiso de fusión el cual incluyó el estado proyectado de la fusión.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2022

La Asamblea General de Accionistas del 29 de marzo de 2022, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2021 por \$2.448.415.934, pagada en su totalidad durante el año 2022.

Adicionalmente, en la misma Asamblea se aprobó la distribución de utilidades retenidas de los años 2016 al 2020 como pago extraordinario de dividendos por \$1.027.824.051, los cuales se pagaron en el mes de agosto de 2022.

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

Aprobados en el año 2021

La Asamblea General de Accionistas del 24 de marzo de 2021, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos de Emgesa S.A. E.S.P., con cargo a la utilidad neta de 2020 por \$1.163.554.895, pagados así: El 100% del dividendo preferente y el 50% del dividendo ordinario, en mayo de 2021 y el 50% restante en agosto de 2021. En Asamblea General de Accionistas en su sesión extraordinaria realizada el 27 de julio de 2021, se aprobó la distribución parcial de utilidades retenidas y el pago extraordinario de dividendos por \$615.482.074, los cuales se pagaron en el mes de diciembre de 2021.

La Asamblea General de Accionistas del 24 de marzo de 2021, según Acta No. 76, aprobó con una votación del 99.8815% de las acciones presentes distribuir dividendos ordinarios de Codensa S.A. E.S.P., por \$758.749.358 y dividendos preferenciales por \$7.183.516 con cargo a la utilidad neta del 31 de diciembre de 2020; se pagaron así: El 100% del dividendo preferente y el 50% del dividendo ordinario, el 20 de mayo de 2021; el 50% restante el 16 de diciembre de 2021.

Reservas

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Otras Reservas (1)	\$ 1.146.230.404	\$ -
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (2)	381.958.956	215.186.398
Reserva Legal (3)	354.065.638	327.611.157
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
Total	\$ 1.882.254.998	\$ 542.975.682

- (1) Al 31 de diciembre de 2022, la variación corresponde al ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.
- (2) 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 del 29 de marzo de 2022 se ordenó liberar \$23.178.308, de la reserva constituida. Adicionalmente en el proceso de fusión el aumento de \$189.950.866 corresponde a la reserva de Codensa S.A. E.S.P quedando un saldo por \$381.958.956.
- (3) De acuerdo con la Ley colombiana, la Compañía debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida; sin embargo, puede ser utilizada para absorber pérdidas. Al 31 de diciembre de 2022 el aumento corresponde al traslado de la Reserva Legal de Codensa S.A. E.S.P de acuerdo con el proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 por \$26.454.481.

23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Venta de energía	\$ 7.747.702.201	\$ 4.618.091.336
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	4.607.838.031	4.618.091.336
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	2.978.617.463	-
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	161.246.707	-
Transporte de Energía (4)	2.490.863.268	-
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	296.585.125	-
Arrendamientos	217.739.416	-
Venta de Gas	88.917.322	65.205.325
Ventas certificados	36.316.875	39.168.228
Venta de agua desmineralizada	6.948	220.168
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 10.878.131.155	\$ 4.722.685.057
Otros Ingresos	57.071.020	3.914.790
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 10.935.202.175	\$ 4.726.599.847

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

- (1) Al 31 de diciembre de 2022, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 11.242 Gwh, mercado no regulado a 4.605 Gwh, y bolsa de energía a 2.748 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP.
- (2) Al 31 de diciembre de 2022, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.108 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.322 Gwh, clientes comerciales 2.402 Gwh, clientes industriales 1.086 Gwh y clientes oficiales 298 Gwh.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2022:

	Tarifa Prom Aplicada 2021	Tarifa Prom Aplicada 2022	Variación
Gm	237,03	252,61	6.6%
Tm	39,48	45,93	16.3%
Pr	49,39	51,82	4.9%
D	178,88	207,34	15.9%
Rm	26,62	35,93	35.0%
Cv	56,32	60,63	7.7%
Cu	587,71	654,25	11.32%

Costos de Transmisión: Aumento de 32.2% en el cargo de Transmisión, principalmente por el aumento en el Ingreso Regulado debido a: Comportamiento al alza que presentó el IPP y la TRM a lo largo del año. Otros conceptos que reducen costos de transmisión tales como: pagos por atraso en la entrada en infraestructura y pagos por compensaciones que disminuyeron cerca de 68% y 70% respectivamente.

Costos de Distribución con ADD: Incremento de 18.44 % en el cargo de distribución con ADD, relacionados principalmente al comportamiento al alza que presentó el IPP a lo largo del año y a la inclusión del mercado de Tolima en la ADD de Oriente a la cual pertenecemos.

Costos de Comercialización: Aumento de 14.23% en comercialización debido principalmente a la variación del IPC, aumento en los costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL y al aumento en las demás componentes del Costo Unitario que conllevan a un aumento en el margen de comercialización.

Costos de Restricciones: Disminución de 15.48% en restricciones, entre otros, por la disminución en la generación fuera de mérito.

Costos de Pérdidas: Incremento de 10.74% en pérdidas asociado al incremento de las variables de generación y transmisión.

Costos de Generación: Aumento de 2.2% en el costo de compras de energía, debido principalmente a una disminución del 8% en la cobertura a través de contratos.

Provisión opción tarifaria

Durante 2020 la compañía optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Codensa S.A. E.S.P. contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 la compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$351.055.500.

- (2) Al 31 de diciembre de 2022, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 11.242 Gwh, mercado no regulado a 4.605 Gwh, y bolsa de energía a 2.748 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP.
- (3) Al 31 de diciembre de 2022 las ventas a los clientes de alumbrado público ascienden a 257 Gwh.
- (4) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde a 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 \$2.483.862.653 y facturación de sistemas de transmisión regional con compañías vinculadas \$7.000.615.

(5) Al 31 de diciembre de 2022 se presentan ingresos de servicios empresariales y de gobierno por servicios de valor agregado \$162.580.379; otras prestaciones de servicio \$94.416.639 y prestación de servicios de ingeniería \$39.588.107.

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:

Categorías	Satisfacción de las obligaciones de desempeño	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Ventas de Energía	A lo largo del tiempo	\$ 7.747.702.201	\$ 4.618.091.336
Transporte de Energía	A lo largo del tiempo	2.490.863.268	-
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	296.585.125	-
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	217.739.416	-
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	88.917.322	65.205.325
Venta de certificados	En un punto del tiempo	36.316.875	39.168.228
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	6.948	220.168
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 10.878.131.155	\$ 4.722.685.057
Otros Ingresos de operación		57.071.020	3.914.790
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 10.935.202.175	\$ 4.726.599.847

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 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Cientes Mayorista	\$ 127.677.165	\$ 88.025.621
Cientes No Regulado	26.659.118	20.896.581
Transporte de energía	1.643.088	-
Total	\$ 155.979.371	\$ 108.922.202

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 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Compras de energía (1)	\$ 2.656.711.036	\$ 576.499.669
Costos de transporte de energía (2)	1.219.868.993	574.031.933
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	346.330.245	172.063.553
Impuestos asociados al negocio	242.335.213	131.798.571
Consumo de combustible	73.399.491	38.085.172
Compras de gas	64.368.452	39.035.377
Total	\$ 4.603.013.430	\$ 1.531.514.275

(1) Al 31 de diciembre de 2022, las compras de energía ascienden a 15.507 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores 8.506 Gwh y compras en bolsa 7.001 Gwh.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$207/Kwh al 31 de diciembre de 2022.

(2) Al 31 de diciembre de 2022, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$629.741.568 y transmisión regional \$563.922.112.

(3) A continuación, se presenta el detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$	166.112.451	\$ -
Costos Asociados a equipos de medida		56.597.708	118.098
Costos de corte y reconexión		33.400.323	-
Costo CND, CRD, SIC		24.575.911	21.111.602
Mantenimiento alumbrado público y otros		17.110.523	-
Otros servicios de apoyo a la generación		15.275.555	25.236.543
Restricciones		12.727.533	94.462.243
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad		10.491.440	17.272.730
Contribuciones Entes Reguladores		6.252.250	10.306.169
Certificados verdes		3.786.551	3.556.168
Total	\$	346.330.245	\$ 172.063.553

a. Al 31 de diciembre de 2022, 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.

25. Gastos de personal

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Sueldos y salarios (1)	\$	310.117.879	\$ 85.163.774
Servicio seguridad y otras cargas sociales		54.531.102	19.313.347
Otros gastos de personal (2)		26.522.481	2.060.232
Gasto por obligación por beneficios post empleo		1.431.885	1.233.891
Total	\$	392.603.347	\$ 107.771.244

Las variaciones corresponden principalmente al proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4).

(1) Los sueldos y salarios para el 2022 y 2021 se constituyen de los siguientes conceptos:

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Salario	\$	203.402.465	\$ 53.574.639
Bonificaciones		42.497.977	12.218.075
Prima de Servicios		28.119.833	5.404.466
Cesantías		14.495.009	3.737.396
Vacaciones		13.936.468	6.874.303
Amortización Beneficios Empleados		7.666.127	3.354.895
Total	\$	310.117.879	\$ 85.163.774

(2) La variación corresponde principalmente al proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4), durante el año se ha reconocido gastos por concepto de beneficios y auxilios por \$14.807.210, procesos laborales \$4.645.342, gastos médicos por \$4.809.516, gastos de recreación \$ 1.848.075, aportes sindicales \$266.932, beneficios actuariales \$145.406.

26. Otros gastos fijos de operación

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 230.513.022	\$ 53.531.914
Reparaciones y conservación (2)	119.550.633	19.599.840
Otros suministros y servicios (3)	57.434.659	34.537.038
Primas de seguros (4)	40.711.630	29.224.891
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	14.887.914	-
Arrendamientos y cánones	12.845.187	2.003.579
Gastos de transportes y viajes	9.904.068	414.436
Tributos y tasas	6.763.208	2.759.788
Total	\$ 492.610.321	\$ 142.071.486

La variación corresponde principalmente al proceso de fusión el 01 de marzo de 2022 proveniente de la sociedad Codensa S.A. E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (ver nota 1.4 Fusión).

(1) A continuación, se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (a)	\$ 75.990.338	\$ 11.822.641
Toma de lectura	33.439.521	5.944.491
Honorarios	31.453.205	18.909.395
Contratos recuperación de mercado (b)	21.883.219	-
Otros contratos de administración y operación (c)	14.913.272	14.681.126
Gastos generales de administración (d)	13.670.065	2.174.261
Servicios de telecomunicaciones	10.278.997	-
Servicio de personal temporal	9.782.925	-
Contratos atención al cliente	7.574.573	-
Casino y cafetería	6.275.191	-
Contratos de recaudos	4.203.139	-
Entrega de facturas	3.604.785	-
Contratos gestión impagos	1.349.466	-
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas (c)	1.063.380	-
Litigios civiles y administrativos (e)	(4.969.054)	-
Total	\$ 230.513.022	\$ 53.531.914

(a) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, principalmente Amazon Web Service, Synergia 4J, Génesis y las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.

(b) Se reflejan los costos relacionados con los contratos para la gestión de la cartera y su recuperación.

(c) Este valor corresponde a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas y administrativas.

(d) Durante el año 2022, se presenta un incremento en los gastos generales de administración, debido principalmente a los cargos del segmento de distribución producto del proceso de fusión. (ver nota 1.4 Fusión).

(e) A diciembre de 2022 se presenta una disminución en los costos de la provisión de litigios y contingencias por fallos a favor en procesos y cambios en la calificación de la contingencia.

(2) Corresponde a costo de los contratos asociados al mantenimiento de la infraestructura de redes, líneas y cables, subestaciones de energía y plantas de generación de la Compañía y los materiales empleados en los mismos.

(3) Estos costos se presentan principalmente por el registro de los servicios públicos, la ejecución de contratos de vigilancia, costos por la emisión de bonos, pago de contribuciones y suscripciones; entre otros.

(4) Estos costos corresponden a el valor de las pólizas de seguros de todo riesgo sobre la infraestructura de compañía a las de responsabilidad civil extracontractual y directivos.

27. Gastos por depreciación y amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Depreciaciones(1)	\$ 603.214.615	\$ 226.807.096
Amortizaciones	107.426.735	19.635.593
Total	\$ 710.641.350	\$ 246.442.689

(1) Al 31 de diciembre de 2022 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2021 principalmente por la inclusión de los activos de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A., mediante la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4 Fusión).

Así mismo; se presenta incremento por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2022 asociados a los negocios de distribución, generación y renovables.

28. Pérdidas por Deterioro

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Deterioro Propiedades, Planta y Equipo (1)	\$ 283.266.920	\$ -
Deterioro Inversiones (2)	43.847.588	-
Deterioro Activos Financieros	38.801.941	4.807.677
Total	\$ 365.916.449	\$ 4.807.677

(1) En 2022 se registró un deterioro de propiedad, planta y equipo asociado con la Central de Generación Térmica Cartagena, como consecuencia de los análisis realizados por la Compañía durante el año 2022 para esta central, en línea con la estrategia de transición energética, basada en principios de sostenibilidad y transición justa. Así mismo, las obligaciones de energía en firme (OEF) contempladas en los compromisos regulatorios vigentes, finalizan el 30 de noviembre de 2023.

Como consecuencia de lo anterior, la Compañía reconoció una pérdida por deterioro por \$283.266.920 al 31 de diciembre de 2022, debido a que el valor en libros los activos asociados a esta central excedían su valor recuperable.

	Valor en Libros	Valor Recuperable	Deterioro
Central Cartagena	296.048.030	12.781.110	283.266.920

Cabe aclarar que la línea de negocio de generación constituye una sola UGE; sin embargo, dado el indicio de deterioro específico de la Central térmica Cartagena se procedió con la evaluación específica para este activo.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores del deterioro incluyen:

- El valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo de la Central Cartagena, al cual se adicionó el valor del desmantelamiento.
- La central tiene como principales clases de activos: Equipos electromecánicos, obras civiles, edificios, terrenos y otras instalaciones fijas.
- Del total de los activos se segregó el valor en libros del terreno, teniendo en cuenta que, ante el cierre y desmantelamiento de la central, es posible realizar la venta del predio, por tanto, no se considera deteriorado.
- Si bien la central no tiene unos flujos independientes dentro de la UGE, se realizó una estimación teórica del valor de uso de la central con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los ingresos por el cargo por confiabilidad que van hasta noviembre de 2023 y los costos identificables dentro de su operación y los planes de negocios aprobados por la Compañía.

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

- En el cálculo se han considerado variables macroeconómicas de largo plazo.
- La tasa de descuento para el cálculo del valor recuperable en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 9.66%.

(2) Al 31 de diciembre de 2022, este valor corresponde al deterioro de la inversión de la Compañía en Colombia Z.E. S.A.S., según el acuerdo de transacción firmado con AMP, con el cual esta compañía pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de esta sociedad.

29. Resultado financiero

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (1)	\$ 109.105.795	\$ -
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (2)	76.613.583	6.545.449
Intereses por financiación a clientes (3)	55.809.289	879.150
Intereses por financiación a vinculados (4)	21.239.610	-
Intereses de cuentas por cobrar	8.744.374	3.638.967
Otros ingresos financieros	486.000	-
Ingresos financieros	271.998.651	11.063.566
Obligaciones financieras (5)	(609.001.804)	(165.186.596)
Otros costos financieros (6)	(45.542.967)	(5.298.742)
Gravamen a los movimientos financieros (7)	(39.132.932)	(12.969.360)
Obligación por beneficios post empleo (8)	(21.051.024)	(5.164.794)
Gastos financieros leasing (9)	(16.927.871)	(359.381)
Intereses de mora impuestos (10)	(3.607.444)	4.356.361
Deterioro de activos financieros (11)	(2.990.347)	-
Gastos por valoración y liquidación de derivados (1)	(1.409.524)	-
Gastos financieros	\$ (739.663.913)	\$ (184.622.512)
Gasto financiero capitalizado (12)	16.355.805	2.327.479
Gastos financieros, netos	(723.308.108)	(182.295.033)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (13)	98.111.180	37.605.075
Gasto por diferencia en cambio no realizada (13)	(215.836.030)	(42.687.094)
Diferencias de cambio, neto	(117.724.850)	(5.082.019)
Total resultado financiero neto	\$ (569.034.307)	\$ (176.313.486)

(1) 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 la Cobertura tasa de Cambio de la deuda en USD medida a valor razonable y los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda.

(2) 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 2021 corresponde principalmente al incremento de las tasas de intervención de política monetaria por parte del banco de la república así:

Iniciando el año 2022 con la tasa de intervención en 3,00% aumentando más del doble ese rango hasta el mes de julio ubicándose en 7.5%, incrementando paulatinamente durante el segundo semestre hasta cerrar en 12%, como consecuencia de esta política monetaria las cuentas remuneradas de la empresa también sufrieron un aumento, adicionalmente se celebraron negociaciones con entidades a tasas superiores que aumentaron los rendimientos.

(3) La variación corresponde a facturación de intereses por la financiación a los municipios por alumbrado público, servicios de iluminación e infraestructura e intereses de mora.

(4) La variación corresponde principalmente a los intereses del contrato de mandato con las compañías Fontibón ZE S.A.S y Usme ZE S.A.S.

(5) La variación corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con Bancolombia S.A. en los meses de abril, julio y noviembre, la recompra de bonos generada en el mes de agosto; así como, el impacto generado por el alza en las tasas de interés de referencia (tasa de intervención) así como el IBR a la que se tiene indexada la deuda bancaria

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

e indicadores como IPC a los cuales se indexan los bonos, producto de la situación geopolítica actual, adicionalmente por los intereses reconocidos por las obligaciones financieras recibidas en el proceso de fusión. (Ver Nota 1.4).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2022:

Operación	2022	2021
Bonos emitidos	\$ 399.989.954	\$ 153.553.825
Créditos nacionales y del exterior	209.011.850	11.632.771
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 609.001.804	\$ 165.186.596

- (6) La variación corresponde principalmente actualización financiera de los pasivos ambientales por \$18.836.374, la devolución de IVA pagado por la UAESP entre noviembre de 2015 y julio 2016 por \$10.003.441, comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos renovables de los parques solares la Loma y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Fundación y Windpeshi por \$ 9.175.964, provisión de ICA por dividendos por \$ 5.526.892, actualización financiera de la provisión TF por (\$7.640.376) y financiación por compra de energía a XM de acuerdo a la resolución de la _CREG 101 029 de 2022_SIC-STN por \$1.237.237; entre otros.
- (7) La variación corresponde principalmente al gasto reconocido en el proceso de fusión por GMF del segmento de distribución. (Nota 1.4).
- (8) La variación corresponde principalmente al costo financiero de pensiones y cesantías por \$11.896.836 y el costo financiero de beneficios por \$1.661.288.
- (9) A diciembre 31 de 2022 la variación corresponde principalmente a la activación del contrato de Leasing Edificio Q93 por \$7.061.197, gasto financiero de renovables por \$4.867.605, y distribución por \$4.058.317; y nuevos contratos de BUSEXPRESS S.A. \$587.134.
- (10) La variación al 31 de diciembre 2022 corresponde al reconocimiento de intereses por la contingencia de contratos al exterior por (\$3.457.021) y reconocimiento de intereses de mora por (\$150.423); por otro lado, para el 2021 principalmente se presentó un ingreso debido a la actualización de la cuantificación de la sanción e intereses por contratos al exterior por \$6.323.530, reconocimiento de intereses de mora por (\$1.970.012) y autorretenciones por (\$157).
- (11) Gasto reconocido por el deterioro de activos financieros como efectivo y equivalentes, convenios y otros activos, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 9 en relación con la pérdida de crédito esperada.
- (12) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2022 versus 2021 corresponde a:
- 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, absorbidos mediante el proceso de fusión realizada el 1 de marzo de 2022; así mismo, los proyectos incluidos del negocio de distribución.
 - La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2022 versus 2021 es del 3,25%.
 - Proyectos con gasto financiero capitalizable.

Al 31 de diciembre de 2022

Central	Proyecto	Valor
Distribución	Subestaciones y redes	\$ 5.743.156
Generación	Windpeshi	4.253.949
Generación	Guayepo	4.223.481
Generación	Sedimentación Guavio	870.287
Generación	Fundación	647.538
Generación	La Loma	588.259
Generación	Obras presa Central Quimbo	29.135
Total		\$ 16.355.805

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

Al 31 de diciembre de 2021

Central	Proyecto	Valor
Térmica	Proyecto Beep Others (mejoramiento ambiental), Life Extension y OCM	\$ 2.317.847
Hidráulica	Obras adicionales presa central Quimbo	9.632
Total		\$ 2.327.479

(13) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2022	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ (72.215.035)	\$ 37.430.103
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	3.310	21.804.409
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(21.467)	308.514
Otros activos	721.397	(3.246.609)
Total activos	\$ 71.511.795	\$ 56.296.417
Otros pasivos financieros corrientes	(104.118.750)	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(30.942.042)	38.896.971
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(8.540.189)	2.907.138
Otros pasivos	(723.254)	10.654
Total pasivos	\$ (144.324.235)	\$ 41.814.763
Total diferencia en cambio	\$ (215.836.030)	\$ 98.111.180

	Al 31 de diciembre de 2021	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 38.385.797	\$ (29.216.810)
Otros activos	135.043	379.914
Cuentas comerciales	88.770	(9.729.536)
Total activos	\$ 38.609.610	\$ (38.566.432)
Cuentas por pagar bienes y servicios	(1.200.751)	(3.054.422)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	196.216	(1.066.240)
Total pasivos	\$ (1.004.535)	\$ (4.120.662)
Total diferencia en cambio	\$ 37.605.075	\$ (42.687.094)

30. Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación

El detalle del efecto en resultado de las inversiones de Enel Colombia S.A. E.S.P. actualizadas por el método de participación patrimonial sobre las que la Compañía tiene inversión directa es el siguiente:

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Bogotá ZE S.A.S.	\$ 22.384.069	\$ -
Colombia ZE S.A.S.	15.814.813	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	(180.751)	-
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(1.093.185)	-
Sociedad Portuaria Cartagena S.A.	(5.717.229)	883.534
Total	\$ 31.207.717	\$ 883.534

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

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 131.286.428	\$ -
Renovables de Guatemala, S.A.	84.358.639	-
Generadora de Occidente, Ltda.	33.692.302	-
Generadora Montecristo, S.A.	26.908.497	-
Enel Guatemala S.A.	6.836.802	-
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	6.323.847	-
PH Chucás S.A.	5.827.732	-
Tecnoquat, S.A.	5.802.616	-
Enel Costa Rica CAM S.A.	4.771.557	-
Enel Renovable S.R.L.	31.935	-
Llano Sanchez Power One, S.A.	(115)	-
Generadora Solar Tole, S.R.L.	(219)	-
Total	\$ 305.840.021	\$ -

31. Resultados en ventas de activos

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Resultado en Venta de Activos	\$ 1.367.860	\$ (1.637.912)
	\$ 1.367.860	\$ (1.637.912)

Al 31 de diciembre de 2022 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$1.367.860, correspondientes a:

i) Bajas con efecto en pérdida por (\$14.893.014) distribuidas así:

- Plantas de generación por (\$452.798).
- Transformadores de Distribución por (\$13.079.392).
- Siniestros de marzo a diciembre (\$1.163.647).
- Maquinaria y equipos por (\$193.380).
- Edificaciones y terrenos por (\$3.797).

ii) Bajas con efecto en utilidad por \$16.260.874 las cuales obedecen a:

- Venta lotes y bodega Wuaku Wuaku \$ 16.176.841.
- Venta de embarcaciones (Lanchas) \$ 84.033.

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 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Impuesto corriente Renta	\$ 1.472.121.437	\$ 733.020.316
Impuesto de renta años anteriores	(15.527.010)	(13.852.486)
Movimiento impuesto diferido	(68.810.315)	92.841.550
Movimiento impuesto diferido años anteriores	7.541.175	2.306.683
	\$ 1.395.325.287	\$ 814.316.063

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

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2022 y 2021 del 32,89% y 29,02% respectivamente:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021	
	\$	%	\$	%
Ganancia de Enel Colombia	2.859.963.898		1.712.321.388	
Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	1.395.325.287		814.316.063	
Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia	4.255.289.185		\$ 2.526.637.451	
Ganancia de Codensa de enero a febrero	148.518.309			
Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero	79.873.369			
Ganancia antes de impuesto de Codensa de enero a febrero	228.391.678			
Pérdida de EGP Colombia de enero a febrero	(25.300.314)			
Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero	(13.239.638)			
Pérdida antes de impuesto de EGP Colombia de enero a febrero	(38.539.952)			
Ganancia total	2.983.181.893			
Gasto por impuesto a las ganancias total	1.461.959.018			
Ganancia antes de impuesto total	4.445.140.911			
Tasa legal de impuesto vigente	35%		31%	
Impuesto según tasa legal vigente	(1.555.799.319)	-35,00%	(783.257.610)	-31,00%
Diferencias permanentes:				
Impuestos no deducibles (1)	(39.642.104)	-0,89%	(2.278.095)	-1,91%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(18.335.863)	-0,41%	308.643	-0,30%
Método de participación patrimonial (3)	92.938.562	2,09%	-	0,00%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	(110.806.904)	-2,49%	-	0,00%
Deducción especial Ley 1715	16.665.362	0,37%	-	0,00%
Deducción activos fijos reales productivos	442.033	0,01%	2.882.749	0,00%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(1.654.243)	-0,04%	(2.565.736)	0,00%
Intereses presuntos	(14.182)	0,00%	(1.173)	0,00%
Deducción adicional discapacitados	69.515	0,00%	-	0,00%
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	390.433	0,01%	-	0,00%
Otras diferencias permanentes	(359.949)	-0,01%	1.448.837	0,00%
Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores	2.235.968	0,05%	(45.159.205)	0,02%
Depreciación contable valor depreciación fiscal	(5.241.536)	-0,12%	(2.270.893)	0,00%
Descuento tributario (4)	164.283.520	3,70%	4.384.375	3,25%
Diferido impuesto de industria y comercio	(15.116.146)	-0,34%	646.247	0,13%
Ajuste renta año anterior	7.985.835	0,18%	11.545.798	0,78%
Total diferencias permanentes	93.840.301	2,11%	(31.058.453)	1,98%
Gasto por impuesto a las ganancias	\$ (1.461.959.018)	-32,89%	\$ (814.316.063)	-29,02%

El total de gasto por impuesto a las ganancias \$1.461.959.018 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2022, más el impuesto de las sociedades fusionadas del primero de enero al 28 de febrero de 2022 en virtud de que la sociedad absorbente adquiere todos los derechos y obligaciones de las sociedades fusionadas. A continuación, el detalle del total de impuesto a las ganancias provisionado por el año gravable 2022:

Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	\$	1.395.325.287
Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero		79.873.369
Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero		(13.239.638)
	\$	1.461.959.018

(1) Al 31 diciembre de 2022 y 2021, corresponde al efecto en el impuesto de renta del impuesto de industria y comercio por \$31.604.707 y \$267.844, gravamen a los movimientos financieros por \$8.037.397 y \$2.010.251, respectivamente.

(2) La variación de 2022 y 2021, 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, deterioro inversiones, utilidad en venta de activos, IVA no deducible, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.

(3) Al 31 de diciembre de 2022 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Sociedad Portuaria Central Cartagena, Crédito Fácil Codensa, Enel X, Bogotá ZE y Colombia ZE.

(4) Al 31 de diciembre 2022 y 2021 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: Impuesto de Industria y comercio por \$63.203.756 y \$1.620.860, donaciones por \$465.342 y \$274.400, inversión en ciencia y tecnología por \$9.508.092 y \$2.489.116, descuentos por impuestos pagados Centroamérica año 2022 por \$91.106.32.

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 2022, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 2.859.963.898	\$ 1.712.321.388
Dividendos Preferenciales (1)	-	9.234.113
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por dividendos preferenciales	2.859.963.898	1.703.087.275
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.914.162
Utilidad por acción básica (*)	\$ 19.205	\$ 11.437

(*) Cifra expresada en pesos colombianos.

(1) Al 31 de diciembre de 2021, del total de acciones del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P., 20.952.601 acciones correspondían a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial anual de US\$0,11 por acción. Para el año 2022, no se cuenta con acciones sin derecho a voto con dividendo preferencial.

34. Resultado Integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021
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 (2)	241.892	(35.329)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)	(40.824.175)	14.150.443
Conversión Método de Participación	801.814.678	-
Efecto Fusión Enel Colombia - (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	(28.741)	-
Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)	(79.996.688)	-
Efecto Fusión Enel Colombia - Efecto Conversión Moneda Presentación (1)	268.764.068	-
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	\$ 949.971.034	\$ 14.115.114
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (3)	232.471.931	4.311.953
Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (1)	171.902.542	-
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	\$ 404.374.473	\$ 4.311.953
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)	8.623.854	(3.841.325)
Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)	15.281.807	-
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados (5)	(151.255.493)	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	\$ (127.349.832)	\$ (3.841.325)
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	(76.489.244)	(1.439.523)
Efecto Fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (1)	(51.540.745)	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	(128.029.989)	(1.439.523)
Total otro resultado integral	\$ 1.098.965.686	\$ 13.146.219

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

- (1) La variación al 31 de diciembre de 2022 corresponde a los saldos provenientes del proceso de fusión (ver nota 1.4).
- (2) Al 31 de diciembre de 2022, 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.
- (3) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma AON Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2022			Al 31 de diciembre de 2021	
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas
Saldo Inicial 01 de diciembre de 2022	\$ (19.089.179)	\$ (1.348.102)	\$ -	\$ (28.837.301)	\$ (1.909.098)
Perdidas actuariales reconocidas en el proceso de fusión	(61.780.204)	(189.259)	(2.745.417)	-	-
Pérdida actuarial	(38.843.579)	(1.980.596)	-	(13.589.447)	(560.996)
Impuesto Corriente y Diferido	8.623.854	-	-	(3.841.325)	-
Saldo Final 31 de diciembre de 2022	\$ (111.089.108)	\$ (3.517.957)	\$ (2.745.417)	\$ (46.268.073)	\$ (2.470.094)

(4) Al 31 de diciembre de 2022, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

(5) Los dividendos de fuente extranjera están sujetos al impuesto sobre la renta en Colombia sobre el cual se tiene derecho a descontar los impuestos pagados en el extranjero de acuerdo a lo señalado en artículo 254 del Estatuto Tributario, para el caso de los dividendos provenientes de Guatemala se ha calculado el impuesto diferido a 31 de diciembre de 2022 por valor de \$100.167.239 que corresponde al gasto neto en Colombia, una vez se decreten dividendos y se descuenten los impuestos indirectos y directos tributados en el país de origen.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022, se registró un impuesto corriente en ORI por \$51.088.254 correspondiente a los dividendos de Guatemala decretados en los meses de abril y noviembre de 2022.

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 2022		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(En miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	5.948.119	28.611.641
Deudores	4.959.908	3.959.072	44.506.540
Cuentas por pagar	(1.899.660)	(36.040.056)	(183.112.133)
Posición pasiva, neta	3.060.248	(26.132.865)	(109.993.952)

	Al 31 de diciembre de 2021		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(En miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	2.050.722	8.164.253
Deudores	-	461.585	1.837.644
Cuentas por pagar	(1.684.785)	(8.928.559)	(43.173.681)
Posición pasiva, neta	(1.684.785)	(6.416.252)	(33.171.784)

36. Sanciones

En el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022 la Compañía ha sido notificada de las siguientes sanciones:

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- 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 por considerar que la compañía incumplió el Código de Medida respecto del cliente GRAN TIERRA ENERGY 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 y se encuentra pendiente la decisión por parte de la entidad.
- 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 la compañía incumplió normatividad sobre la medición del consumo durante del mes de mayo de 2020 y facturó el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados a 53.339 usuarios, sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD y se encuentra pendiente la decisión por parte de la entidad.

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 la demanda ya fue admitida.

Se presentaron los alegatos y el proceso se encuentra al despacho desde el 10 de marzo de 2020 para fallo de primera instancia.

- 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), 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 la Compañía, 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 del 2022.

- c) El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 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 tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una:

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:

- 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, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable a la compañía, actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

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

- 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 la compañía, actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de apelación presentado por la Compañía ante el Tribunal Administrativo del Huila.

37. Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas de seguros de la Compañía:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 200 millones en exceso de USD 250 millones).	USD 200.000	01/11/2023	Mapfre Seguros Colombia
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD\$ 250 millones en exceso de USD\$ 20 millones).	USD 250.000	01/11/2023	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual.	USD 20.000	01/11/2023	Axa Colpatría
	Responsabilidad civil ambiental.	\$ 96.526.223	01/11/2023	SBS
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 889.515 (Límite Indemnización)	1/11/2023	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual.	\$ 3.000.000 por vehículo	03/02/2023	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías.	\$ 5.000.000 por despacho	31/07/2023	HDI Seguros S.A.

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

38. Compromisos y contingencias

a. Compromisos de compra:

La Compañía al 31 de diciembre de 2022, tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Período	Energía Distribucion	Energía Generación	Gas Natural	Fuel Oil	Carbón	Total
2023-2026	\$ 5.082.322.082	\$ 932.278.498	\$ 200.494.752	\$ 30.218.825	\$ 12.199.129	\$ 6.257.513.286
2027-2031	2.322.793.881	51.761.108	60.472.519			2.435.027.508
2032-2036	2.339.212.855	-				2.339.212.855
2037 y siguientes	304.116.821	-				304.116.821
Total	\$ 10.048.445.639	\$ 984.039.606	\$ 260.967.271	\$ 30.218.825	\$ 12.199.129	\$ 11.335.870.470

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios:

Año	Materiales	Servicios	Total
2023	\$ 693.278.030	\$ 592.623.852	\$ 1.285.901.882
2024 – 2025	408.741.212	535.619.500	944.360.712
2026 – 2027	-	23.197.601	23.197.601
2028 – 2029	-	3.431.324	3.431.324
Total	\$ 1.102.019.242	\$ 1.154.872.277	\$ 2.256.891.519

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 de 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. Está previsto para iniciar su 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 participará 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 y 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 2022 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución del 72,34 % del total del contrato:

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 99,7%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 62,77%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 83,42% y del pozo de cribado con avance del 70,35%.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 61,03%.
- Subestación, red de media tensión y baja tensión 79,3%.
- Se terminaron las pruebas de los equipos principales como transformadores para la subestación eléctrica, motores y bombas de la Estación elevadora. Seguimos en revisión de cronograma de las pruebas FAT de los equipos de cribado, compuertas, tubería de impulsión y de control y protecciones. Adicionalmente, sigue pendiente de la aprobación al diseño de la línea de conexión de 115 kV que energizará la Estación Elevadora de Canoas desde la Subestación Río y sigue pendiente la definición de la fecha de puesta en marcha de la Estación Elevadora.

c. Litigios y Arbitraje

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.

(a) Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene la Compañía al 31 de diciembre de 2022 calificados 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 actores 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: Se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del Despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere a la Compañía para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión. Así mismo, la Compañía descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para la Compañía.

Al 16 de diciembre de 2021 se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por la Compañía. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días, sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicitó la suspensión de ese término, para que se tuviera en cuenta un recurso que la parte demandante presentó de forma extemporánea, razón por la cual la Compañía presentó la respectiva oposición.

Al 28 de marzo de 2022: El Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor de la Compañía las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por la Compañía, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

El 24 de marzo de 2022: La parte demandante y la Compañía, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2022, estamos a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

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: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en reconvenición, los cuales son la totalidad de copropietarios de los inmuebles que conforman la copropiedad.

Los envíos se empezaron a realizar desde el viernes 29 de marzo de 2019, a través de envíos sucesivos hasta completar los casi 800 envíos que se deben realizar. No obstante, el 22 de abril de 2019 el juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvenición) 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 nos había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión la Compañía radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuo respecto a la demanda reivindicatoria. Se radicó acción de tutela al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa de la Compañía, tutela que igualmente fue desfavorable a la Compañía.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, la Compañía puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil Circuito a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento de la Compañía por la no vinculación oportuna de los 1700 copropietarios del Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna. Por tanto, se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 31 de diciembre de 2022, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. A la fecha está por resolverse un recurso que interpuso el extremo demandante 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.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: \$113.082.000

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:

A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido a la Compañía el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99 de 1997, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual la Compañía presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa de la Compañía, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georeferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se reliquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georeferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que la Compañía le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama a la Compañía efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y a la Compañía que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración de la Compañía, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y la Compañía suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde la Compañía asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además de la Compañía, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia del proceso).

El 1 de junio de 2017, el juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

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

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior la Compañía presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, la Compañía fue notificada de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por la Compañía, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió a la Compañía, frente a esta situación, la Compañía ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra de la Compañía por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra la Compañía al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones de la Compañía, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto del 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; El 25 de julio de 2018 la Compañía procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, la Compañía pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

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 año 2014 por considerarlo extemporáneo.

La Compañía presenta 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 la 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, en el marco del proceso de cobro coactivo 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%.

Al 31 de diciembre de 2022, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

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 ocasión de la Acción Popular promovida por el grupo 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:

El 13 de febrero de 2015 se notificó a la Compañía la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

El día 8 de enero de 2016 la Compañía fue notificada del fallo de tutela proferido por el juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Enel Colombia S.A. E.S.P (antes Emgesa S.A. E.S.P.) de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

- a) Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afectará el recurso hídrico ni generará efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
- b) 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).
- c) 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.
- d) Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
- e) 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 2022 la Compañía está 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:

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. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el juzgado requirió a los peritos para que aclararan y complementaran su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud de la Empresa, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el juzgado requirió a los peritos para que presentaran la complementación del dictamen decretada, en consecuencia, el pasado 19 de septiembre fue presentado el dictamen. Aún no se ha surtido del traslado de dicho documento.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación oficial de Impuesto de Renta de 2013.

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: \$ 52.808.000 (impuesto, sanción indexada e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN inició una fiscalización sobre la declaración de renta del año gravable 2013, alegando que no hay derecho a la deducción por activos fijos reales productivos por aquellas inversiones en el Proyecto El Quimbo sobre valores por encima de CAPEX inicialmente presupuestado en contrato de estabilidad jurídica para el año 2013. La Compañía sostiene que (i) la DIAN se basó en un concepto que fue anulado, (ii) las inversiones se demostraron con certificado de revisor fiscal, y (iii) la Ley permitía mayores inversiones a las presupuestadas en el contrato.

Estado actual y situación procesal: El 23 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió Sentencia de primera instancia desfavorable. Desestima el argumento de la DIAN respecto al derecho al beneficio, pero considera que la Compañía no demostró que realizó las inversiones. Esta sentencia fue apelada el 1° de diciembre de 2020.

En marzo de 2022, el Consejo de Estado ordenó alegar de conclusión en segunda instancia, los cuales se radicaron el 23 de ese mismo mes.

El 20 de abril de 2022 el proceso ingresó al despacho para sentencia.

El 22 de agosto de 2022 obtuvimos sentencia de segunda instancia favorable a los intereses de Enel.

El 19 de septiembre se notificó ejecutoria a la parte demandada.

g. 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: El litigio al 31 de diciembre de 2022 se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que debe emitir sentencia de primera instancia.

h. 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"). Emgesa 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 2022 el litigio se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que mediante Auto del 15 de diciembre de 2022 fijó fecha de audiencia inicial para el 23 de febrero de 2023 9am.

i. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$ 5.078.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que la Compañía debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa de la Compañía sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) la Compañía es únicamente el agente recaudador, y si hay lugar a devolución, es el MinMinas quien debe hacerla.

Estado actual y situación procesal: En octubre de 2021 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca expidió sentencia desfavorable, ordenando la devolución.

En mayo de 2022 el litigio llegó al Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

El 02 de septiembre de 2022, el proceso fue repartido al despacho del Dr. Piza para surtir la segunda instancia.

El 09 de diciembre de 2022 el Consejo de Estado profirió Auto que admite recurso de apelación. Y el 13 de diciembre de 2022 Manufacturas Eliot S.A.S presentó oposición al recurso de apelación.

j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$ 15.083.407 (tasa e intereses)

Objeto del juicio: 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, (ii) 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 (iii) 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 de 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. Al 31 de diciembre de 2022, no hay sentencia de primera instancia en ninguno.

k. Acción de Grupo Zipaquirá – Alumbrado Público

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$11.933.000

Objeto del juicio: Se interpuso una acción de grupo contra la Compañía y el Municipio de Zipaquirá, con la pretensión que se devuelva el Impuesto de Alumbrado Público recaudado entre 1979 y 2012 en el Municipio, con fundamento en una norma que había sido anulada en 2008. La Compañía sostiene que (i) únicamente es agente recaudador a favor del Municipio, y que (ii) los demandantes ya perdieron el derecho a la devolución (operó la caducidad de la acción.)

Estado actual y situación procesal: La sentencia de primera instancia favorable fue expedida en junio de 2019, concluyendo que la Compañía sólo es agente recaudador y que es el Municipio quien debe devolver el impuesto recaudado entre 2008 y 2012. La acción de grupo actualmente es conocida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca en segunda instancia.

l. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$ 4.055.319 (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) uno por 2017 y uno por 2018) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%). Las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020. A 31 de diciembre de 2022, no hay sentencia de primera instancia en ninguno aún y se está estudiando la posibilidad de acumulación de los procesos solicitada por la DIAN.

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.

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 2022 la compañía contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por 400.000 Millones de pesos, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses.

Tasa de Interés	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 6,12% (+/-)\$	138.062.916	+/- 3,47% (+/-)\$	56.420.859
IBR	+/- 7,62% (+/-)\$	209.746.732	+/- 2,62% (+/-)\$	16.597.516
LIBOR	+/- 4,08% (+/-)\$	17.906.210	- \$	-

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años (2020-2022 y 2021-2019 para los cálculos de 2022 y 2021 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, euros y renminbis para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos), disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad) y cubrimientos de créditos en moneda extranjera. A cierre de diciembre de 2022 la compañía tenía contratadas coberturas de tipo de cambio en USD, CNH y EUR con los siguientes notacionales en moneda origen:

- USD 291,605,167 con vencimientos a lo largo del 2023.
- CNH 636,472,311 con vencimientos a lo largo del 2023.
- EUR 906,322 con vencimientos a lo largo del 2023.

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).

La Compañía compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. 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.

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

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		
	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	Total No Corriente
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 1.766.497.053	\$ -	\$ 1.766.497.053	\$ 23.418.755	\$ -	\$ -	\$ -	23.418.755
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	298.839.476	320.312.534	619.152.010	307.794.084	1.912.455.588	1.029.112.139	-	3.249.361.811
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	8.575.896	24.606.174	33.182.070	66.797.804	58.175.772	81.583.123	46.353.858	252.910.557
Bonos Emitidos (capital + intereses)	87.764	765.311.934	765.399.698	1.448.303.009	250.121.831	722.473.105	-	2.420.897.945
Total	\$ 2.074.000.189	\$ 1.110.230.642	\$ 3.184.230.831	\$ 1.846.313.652	\$ 2.220.753.191	\$ 1.833.168.367	\$ 46.353.858	\$ 5.946.589.068

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

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.

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 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 más 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 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 2022, existen contratos de venta de futuros de energía vigentes por 19,08 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 31 de diciembre de 2022 se liquidaron 12,6 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 de 2022 ascienden en efectivo en \$1.628,196 y en TES \$1.016.778 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, Enel Colombia 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 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia

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

que le permitió a Enel Colombia cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre de 2022 ascienden en efectivo en \$64.865.

Al 31 de diciembre de 2022 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Distribución	Negocio \$	(160.232)	69
Generación	Negocio	(4.349)	4
Total	\$	(164.581)	73

41. Valor razonable

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 los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de diciembre de 2022:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2022	
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.695.488.341	\$ 1.698.628.108
Total de activos	\$ 1.695.488.341	\$ 1.698.628.108
	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2022	
Pasivos financieros (2)		
Préstamos Bancarios	\$ 3.932.280.366	\$ 3.779.145.183
Bonos emitidos	3.232.918.315	3.106.555.905
Obligaciones por leasing	227.441.849	177.798.841
Total de pasivos	\$ 7.392.640.530	\$ 7.063.499.929
	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2022	
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 90.656	\$ 54.656.620
Total de activos no financieros	\$ 90.656	\$ 54.656.620

A continuación, se presenta los activos y los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de diciembre de 2021:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2021	
Activos financieros (1)		
Vivienda Convencionado	\$ 11.252.405	\$ 10.149.974
Vivienda Integral	4.486.313	4.745.254
Otros prestamos	1.857.972	2.263.304
Vivienda PSJ	233.598	244.634
Vivienda pensionado	32.052	39.740
Total de activos	\$ 17.862.340	\$ 17.442.906

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

	Importes en libros	Valores razonables
	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>	
Pasivos financieros (2)		
Bonos emitidos	\$ 1.870.489.779	\$ 1.953.684.715
Préstamos Bancarios	451.452.900	537.736.999
Obligaciones por leasing	82.774.592	81.364.869
Total de pasivos	\$ 2.404.717.271	\$ 2.572.786.583

	Importes en libros	Valores razonables
	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>	
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 14.690.586	\$ 38.171.558
Total de activos no financieros	\$ 14.690.586	\$ 38.171.558

- (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 de 2022, 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.
- (2) Las obligaciones financieras 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.
- (3) La medición del valor razonable para los activos y pasivos no financieros se realiza con base en la contraprestación a recibir o pagar por los bienes y/o servicios clasificados en estos rubros. En el caso de los inventarios el valor razonable corresponde al costo incurrido por la Compañía, en la adquisición de estos bienes.

Al 31 de diciembre de 2022, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$54.656.620, correspondientes 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 y 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO₂ por \$16.485.062 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama.

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.

Al 31 de diciembre de 2022

Activos Financieros	
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	<u>\$ 2.994.695</u>
	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	<u>\$ 148.605.744</u>
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 15)	<u>\$ 4.615.446</u>

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

Al 31 de diciembre de 2021

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 481.721
	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 2.612.348
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 14)	\$ 41.864

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 financieros y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 778.874.295	\$ -	\$ 211.368.752	\$ -
-Otros activos financieros	18.898.002	2.994.695	8.602.383	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	1.637.471.435	58.016.906	292.364.482	15.494.296
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	622.875.651	-	18.351.128	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.058.119.383	\$ 61.011.601	\$ 530.686.745	\$ 15.494.296
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	88.827.743	-	4.162.635	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 88.827.743	\$ -	\$ 4.162.635	\$ -
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	59.778.001	65.204.240	-	481.721
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 59.778.001	\$ 65.204.240	\$ -	\$ 481.721
Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	1.524.109.265	5.868.531.265	632.953.457	1.771.817.266
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.766.497.053	23.418.755	299.977.613	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	220.839.398	18.690.829	45.442.837	-
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.511.445.716	\$ 5.910.640.849	\$ 978.373.907	\$ 1.771.817.266
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	4.615.446	-	41.864	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 4.615.446	\$ -	\$ 41.864	\$ -

43. Segmentos de operación

A partir del proceso de fusión formalizado el día 1 de marzo de 2022, mediante escritura pública 562 de la notaría 11 de Bogotá, Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente cambia su denominación a Enel Colombia S.A. E.S.P. y absorbe las sociedades colombianas Codensa S.A. E.S.P. Emgesa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. y la Sociedad Chilena ESSA2 S.p.A.; previo a la fusión, cada una de las compañías desarrollaba sus actividades al interior como un solo segmento de energía.

Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 2022.

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 2022**

	Segmentos al 31 de diciembre 2022			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 4.733.082.276	\$ 6.145.048.879	\$ -	\$ 10.878.131.155
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	945.720.332	195.619.141	(1.141.339.473)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 5.678.802.608	\$ 6.340.668.020	\$ (1.141.339.473)	\$ 10.878.131.155
Aprovisionamientos y servicios	(2.196.452.215)	(3.547.900.687)	1.141.339.473	(4.603.013.429)
Depreciación y amortización	(271.085.142)	(439.556.208)	-	(710.641.350)
Gastos de Personal	(178.988.358)	(213.614.989)	-	(392.603.347)
Otros ingresos (costos)	(167.241.020)	(152.807.666)	-	(320.048.686)
Ingresos por intereses	94.885.615	177.113.036	-	271.998.651
Gastos por intereses	(358.069.358)	(365.238.750)	-	(723.308.108)
Diferencias en Cambio	(45.827.187)	(71.897.663)	-	(117.724.850)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	300.122.793	36.924.945	-	337.047.738
Resultados en venta y disposición de activos	(565.406)	1.933.266	-	1.367.860
Otros rubros no monetarios:	\$ (281.258.857)	\$ (84.657.592)	\$ -	\$ (365.916.449)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(281.258.857)	(84.657.592)	-	(365.916.449)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 2.574.323.473	\$ 1.680.965.712	\$ -	\$ 4.255.289.185
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(821.877.118)	(573.448.169)	-	(1.395.325.287)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.752.446.355	\$ 1.107.517.543	\$ -	\$ 2.859.963.898

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2022	Segmentos al 31 de diciembre 2022		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 11.063.012.788	\$ 6.703.769.500	\$ 17.766.782.288
Activos intangibles	330.790.769	459.964.422	790.755.191
Cuentas por cobrar	540.504.313	1.777.859.679	2.318.363.992
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.447.275.313	43.192.598	4.490.467.911
Otros Activos	497.287.847	1.197.411.372	1.694.699.219
Total Activos Operativos	\$ 16.878.871.030	\$ 10.182.197.571	\$ 27.061.068.601
Otros pasivos financieros	2.552.277.850	4.844.978.126	7.397.255.976
Cuentas por pagar	734.682.165	1.294.763.870	2.029.446.035
Provisiones	481.471.251	55.140.621	536.611.872
Otros Pasivos	1.140.605.494	785.217.826	1.925.823.320
Total Pasivos Operativos	\$ 4.909.036.760	\$ 6.980.100.443	\$ 11.889.137.203

44. Reclasificación en los Estados Financieros

En la nota 6 Otros activos no financieros corriente y no corriente para efectos de comparabilidad al 31 de diciembre de 2022, se reclasificó del rubro de otros deudores a la nota 7 Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corriente y no corriente por \$13.872.478 y \$879.431, respectivamente.

45. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2022 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No. 76 del 21 de febrero de 2023 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No. 521 del 22 de febrero de 2023, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

46. Eventos Subsecuentes

Venta Colombia ZE S.A.S.

La venta de las acciones de Colombia ZE S.A.S. a AMPCI Ebus Development LLC (en adelante "AMP") se desarrollará bajo la modalidad de Project Finance, el cual consta de dos etapas: La primera el cierre de una financiación de largo plazo con los bancos IDB y BNP Paribas, desembolsado por las entidades financieras el 3 de febrero del 2023 a las concesionarias, siendo esta una condición precedente para la segunda etapa, este hecho implicó que el 7 de febrero de 2023 las entidades relacionadas Usme ZE S.A.S y Fontibón Z.E. S.A.S. realizaran el pago parcial de sus obligaciones con la Compañía por valor de \$312.159.074 y \$239.733.388 respectivamente que incluyen el pago por concepto de development fee; el saldo adeudado será cubierto una vez finalice la segunda etapa del Project Finance que consiste en la incorporación del capital de la firma AMP, cuyo resultado final será la participación en el patrimonio de la sociedad Colombia ZE S.A.S. del 80% por parte de dicho socio estratégico.

Adicionalmente, el 15 de febrero de 2023 se firmó el Otrosí No. 6 al contrato de mandato celebrado entre la Compañía y las concesionarias, con el objetivo de prorrogar la vigencia del contrato hasta la fecha en que las concesionarias efectúen el pago a favor de la Compañía de la totalidad del valor adeudado, incluyendo los intereses causados hasta dicha fecha.

Créditos Bancarios

El 13 de febrero de 2023, la Compañía recibió el desembolso del crédito suscrito con Banco de Bogotá por valor de \$400.000.000, plazo de 1 año, bullet y pago de interés trimestral. Los recursos recibidos serán utilizados para propósitos corporativos generales.

enel