ENEL COLOMBIA
MEMORIA ANUAL **2024**

enel

Build the FUTURE through SUSTAINABLE POWER.

FUTURE
FUTURE
FUTURE
FUTURE

ENEL COLOMBIA
MEMORIA ANUAL **2024**

Contenido

1. LA COMPAÑÍA, SU CONTEXTO Y PRINCIPALES RESULTADOS 7

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD 8
COMPOSICIÓN ACCIONARIA 11
OBJETO SOCIAL ENEL 11
GOBIERNO CORPORATIVO 11
CARTA A LOS ACCIONISTAS 18
INFORME DE CÓDIGO DE COMERCIO 23

2. NUESTRA CADENA DE VALOR 31

GENERACIÓN DE ENERGÍA – ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION 32
ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT COLOMBIA Y CENTRO AMÉRICA 44
GESTIÓN ENEL X–MARKET 64
GESTIÓN DE REDES – ENEL GRIDS 116
GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTOS 154

3. ASÍ NOS PROYECTAMOS AL ENTORNO 165

GESTIÓN AMBIENTAL 166
GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD 178
GESTIÓN DE COMUNICACIONES 222

4. UNA GESTIÓN INTERNA QUE APALANCA RESULTADOS 237

GESTIÓN DEL PERSONAL 238
INNOVACIÓN Y TRANSFORMACIÓN DIGITAL 270
SST, SEGURIDAD Y SERVICIOS ADMINISTRATIVOS 282
GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA 306
GESTIÓN JURÍDICA 312
GESTIÓN REGULATORIA 322

5. GESTIÓN FINANCIERA 329

RESULTADOS FINANCIEROS 330
ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS 338



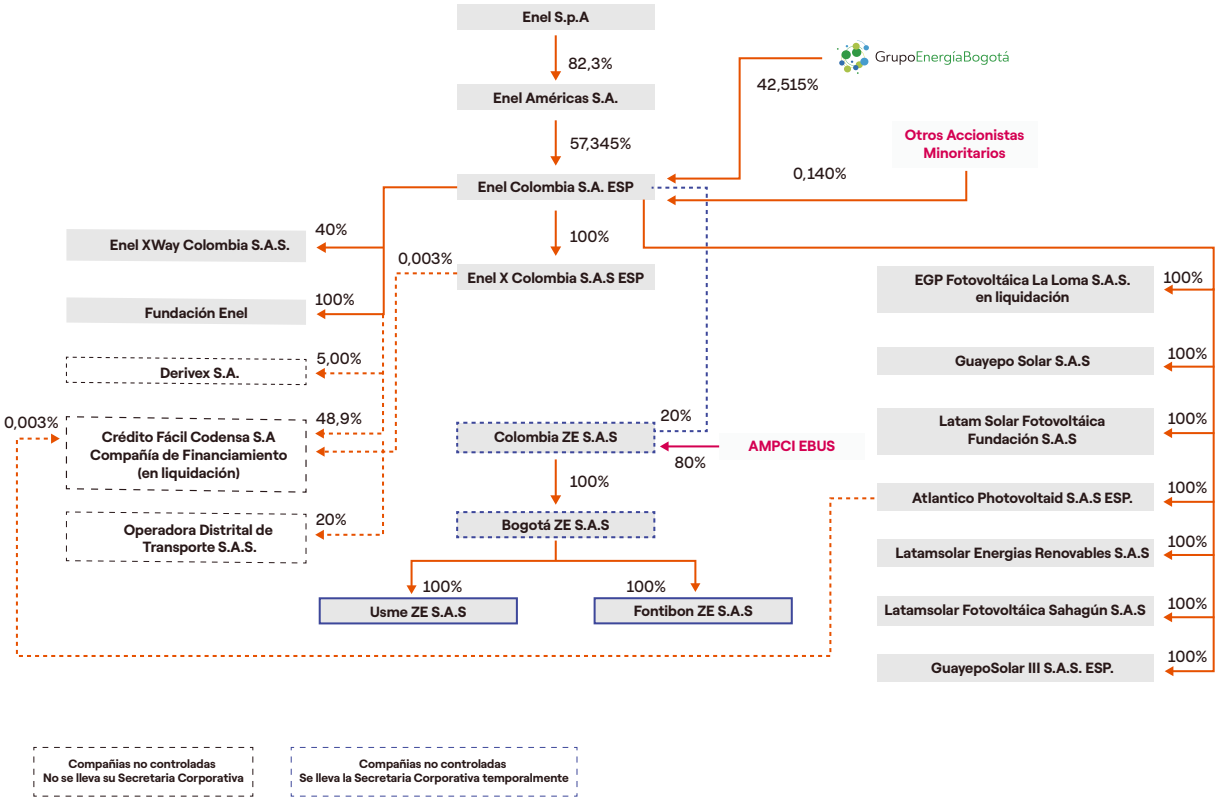


CAPÍTULO **1**

La Compañía, su contexto y principales **RESULTADOS**

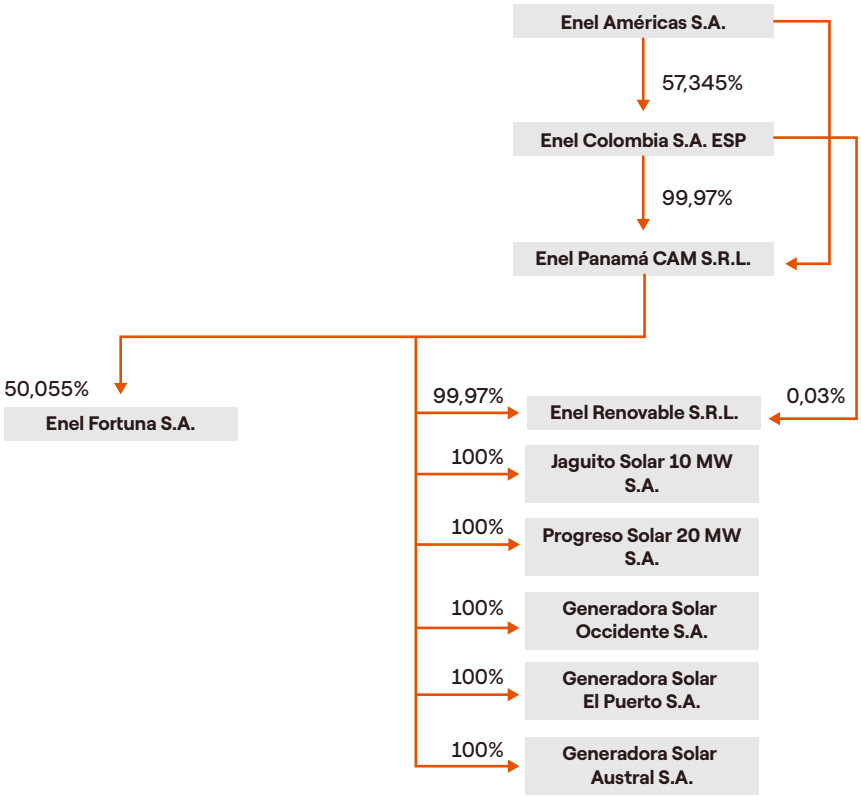
Estructura de Propiedad Enel Colombia S.A. E.S.P.

Colombia:



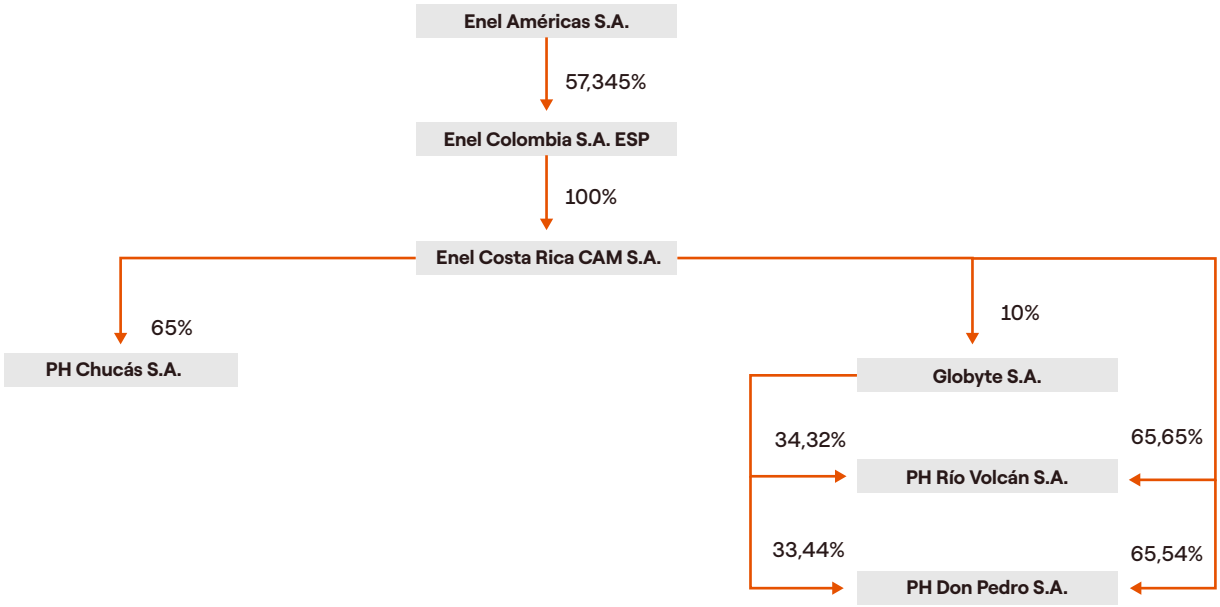


Panamá:

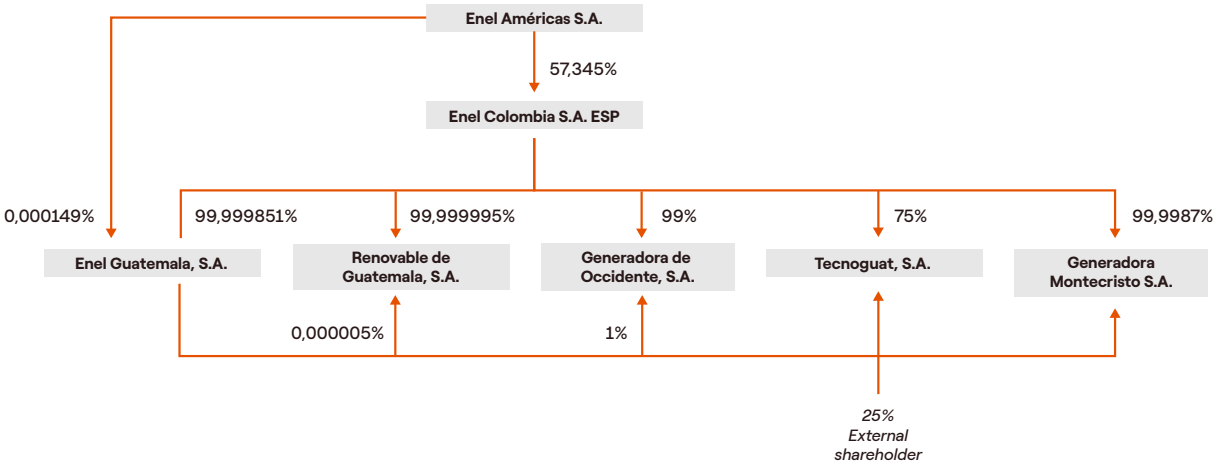

Enel Américas S.A.
57,345%
Enel Colombia S.A. ESP
99,97%
Enel Panamá CAM S.R.L.
50,055%
Enel Fortuna S.A.
99,97%
Enel Renovable S.R.L.
0,03%
100%
Jaguito Solar 10 MW S.A.
100%
Progreso Solar 20 MW S.A.
100%
Generadora Solar Occidente S.A.
100%
Generadora Solar El Puerto S.A.
100%
Generadora Solar Austral S.A.



Costa Rica:



Guatemala:







Composición accionaria Enel Colombia S.A. E.S.P.

	Acciones Ordinarias con Derecho a Voto		Composición Accionaria	
Accionistas	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación Total	Número total de acciones
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	42,52%	63.311.437	42,52%	63.311.437
Enel Américas S.A.	57,35%	85.394.808	57,35%	85.394.808
Otros Minoritarios	0,14%	207.791	0,14%	207.791
	100%	**148.914.162**	**100%**	**148.914.162**

Objeto Social Enel Colombia S.A. E.S.P.

La sociedad 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.

Cambios en la normativa interna Enel Colombia S.A. E.S.P.

Durante el año 2024 no hubo cambios en la normatividad interna de Enel Colombia que haya sido susceptible de aprobación por los órganos sociales de la Compañía.

Gobierno Corporativo

Las sesiones de los diferentes órganos, durante el año 2024, se llevaron a cabo respetando los términos del artículo 19 de la Ley 222 de 1995, modificado por el artículo 148 del Decreto Ley 019 de 2012, a través de sesiones mixtas, presencial y no presenciales con conexión mediante videoconferencia por medio de la herramienta virtual Microsoft Teams.

Junta Directiva y Representación Legal

- **Presidente Junta Directiva:** José Antonio Vargas Lleras.
- **Gerente General:** Francesco Bertoli.
- **Primer Suplente del Gerente General:** Antonio Crisol Puertas.
- **Segundo Suplente del Gerente General:** Dario Miceli.
- **Tercer Suplente del Gerente General:** Monica Cataldo.
- **Cuarto Suplente del Gerente General:** Carlos Mario Restrepo Molina.
- **Quinto Suplente del Gerente General:** Raffaele Enrico Grandi.

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. Conforme a lo indicado en los estatutos sociales, la Junta Directiva tendrá al menos dos (2) miembros independientes. La designación de miembros de la Junta Directiva se realiza por períodos de dos (2) años, de conformidad con el artículo 46 de los Estatutos Sociales, pudiendo ser sus miembros reelegidos indefinidamente, y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento. Las funciones de la Junta Directiva están descritas en el artículo 51 de los Estatutos Sociales.

En sesión extraordinaria No. 110 de la Asamblea General de Accionistas llevada a cabo el día 21 de marzo de 2024, se aprobó la elección de los siguientes miembros de Junta Directiva:

RENGLÓN	PRINCIPAL	SUPLENTE
PRIMERO	FRANCESCO BERTOLI	MONICA CATALDO
SEGUNDO	JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	ANTONIO CRISOL PUERTAS
TERCERO	RAFFAELE ENRICO GRANDI	VACANTE(*)
CUARTO (Independiente)	CAROLINA SOTO LOSADA	RUTTY ORTIZ JARA
QUINTO	JUAN RICARDO ORTEGA LÓPEZ	ANDRÉS BARACALDO SARMIENTO
SEXTO	JORGE ANDRÉS TABARES ÁNGEL	NÉSTOR FAGUA GUAUQUE
SÉPTIMO (Independiente)	ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ	MARIO TRUJILLO HERNÁNDEZ

*La señora Diana Marcela Jiménez Rodríguez ocupó la posición hasta el mes de abril de 2024. Al 31 de diciembre de 2024 se encuentra vacante la suplencia del tercer renglón de la Junta Directiva.

12

Asistencia a las reuniones por parte de los miembros de la Junta Directiva

La Junta Directiva de la sociedad durante el año 2024 sesionó en catorce (14) oportunidades, de las cuales doce (12) sesiones fueron ordinarias, una (1) fue sesión extraordinaria universal y una (1) fue decisión extraordinaria mediante el mecanismo de voto escrito.

Los miembros de la Junta participaron en dichas sesiones ordinarias como se indica a continuación:

RENGLÓN	No. sesiones asistidas Miembro Principal	No. sesiones asistidas Miembro Suplente*
PRIMERO	13	0
SEGUNDO	13	0
TERCERO	13	0
CUARTO (Independiente)	13	0
QUINTO	13	0
SEXTO	13	0
SÉPTIMO (Independiente)	13	0

*Los miembros suplentes que aparecen en cero, no tuvieron que reemplazar al miembro principal de la Junta Directiva toda vez que no hubo faltas absolutas o temporales del mismo.

*Dentro de las asistencias no se tuvieron en cuenta las reuniones no presenciales de voto escrito.

De lo relacionado anteriormente se infiere que en todas las reuniones hubo quórum suficiente para sesionar y decidir válidamente.

Comité de Auditoría

De acuerdo con lo previsto en los Estatutos Sociales, el Código de Buen Gobierno de la Compañía, y la Ley 964 de 2005, la Sociedad tiene un Comité de Auditoría, integrado por cuatro (4) miembros de la Junta Directiva de los cuales dos (2) son miembros independientes. El Presidente del Comité es un miembro independiente elegido de su seno. Este comité tiene un Secretario, quien podrá ser miembro o no del mismo. El Revisor Fiscal asiste a las reuniones del Comité con derecho a voz, pero sin voto.

La Junta Directiva en su sesión No. 539 del 21 de marzo de 2024, aprobó la composición del Comité de Auditoría, el cual quedó conformado de la siguiente manera:

PRINCIPAL	SUPLENTE
FRANCESCO BERTOLI	MONICA CATALDO
JUAN RICARDO ORTEGA LÓPEZ	ANDRÉS BARACALDO SARMIENTO
CAROLINA SOTO LOSADA	RUTTY PAOLA ORTIZ JARA
ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ	MARIO TRUJILLO HERNÁNDEZ

Las funciones del Comité de Auditoría se encuentran descritas en el artículo 62 de los Estatutos Sociales, de las cuales se destacan: (i) Aprobar y supervisar el cumplimiento del programa de auditoría interna, el cual deberá tener en cuenta los riesgos del negocio y evaluar integralmente la totalidad de las áreas de la sociedad. (ii) Velar porque la preparación, presentación y revelación de la información financiera se ajuste a lo dispuesto en la Ley. (iii) Revisar los estados financieros de cierre de ejercicio, antes de ser presentados a consideración de la Junta Directiva y de la Asamblea General de Accionistas. (iv) Emitir un informe escrito respecto de las operaciones que hayan sido celebradas con vinculados económicos, habiendo verificado que las mismas se realizaron en condiciones de mercado y que no vulneran la igualdad de trato entre los accionistas. (v) Establecer las políticas y prácticas que utilizará la Sociedad en la construcción, revelación y divulgación de su información financiera. (vi) Definir los mecanismos que utilizará la Sociedad para consolidar la información de los órganos de control para la presentación de la misma a la Junta Directiva. (vii) Conocer de las solicitudes de auditorías especializadas, en los términos del artículo 81 de los presentes estatutos. (viii) Informar en la Asamblea General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia. (ix) Supervisar los servicios de Revisoría Fiscal, lo cual incluye evaluar la calidad y efectividad de éstos. (x) Interactuar y llevar las relaciones periódicas con el Revisor Fiscal y, en particular, evaluar e informar a la Junta Directiva todas aquellas situaciones que puedan limitar su acceso a la información o poner en riesgo su independencia y cualesquiera otras relacionadas con el plan de auditoría. (xi) Supervisar la planificación y ejecución de las actividades de control previstas en los programas de cumplimiento de la sociedad (Modelo de prevención de Riesgos penales, Código de Ética, Plan de Tolerancia Cero a la Corrupción) y desarrolladas por la Gerencia de Auditoría Interna. (xii) Verificar que la información periódica que se ofrezca al mercado se elabore conforme a los mismos principios y prácticas profesionales que las cuentas anuales. (xiii) Proponer a la Junta Directiva a través de su Presidente, la estructura, procedimientos y metodologías necesarios para el funcionamiento del sistema de control interno e informar periódicamente a la Junta Directiva sobre temas de riesgos. (xiv) Conocer y evaluar el sistema de control interno de la sociedad. (xv) Presentar a la Junta Directiva la matriz de los principales riesgos de la sociedad y hacer seguimiento a los mismos. (xvi) Examinar los resultados de las actividades de la Gerencia de Auditoría Interna. (xvii) Verificar que las conclusiones y recomendaciones de los informes de Auditoría interna sean atendidas adecuadamente. (xviii) Verificar que los recursos asignados a la Gerencia de Auditoria sean suficientes y adecuados para el desarrollo del plan de auditoría interna. (xix) Informar a la Junta Directiva sobre las actividades de mayor relevancia reportadas por la Gerencia de Auditoría. (xx) Analizar y

aprobar el Plan Anual de Trabajo de la auditoría interna y el informe anual de actividades. (xxi) Velar por la independencia, eficacia y eficiencia de la función de Auditoría Interna y recibir información periódica sobre sus actividades y verificar que la Gerencia tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes. (xxii) Revisar el cumplimiento de las acciones y medidas que sean consecuencia de los informes o actuaciones de inspección de las autoridades de supervisión y control. (xxiii) Presentar un informe a la Asamblea de Accionistas en el evento en que un administrador ponga en su conocimiento la existencia de un conflicto de interés. (xxiv) Examinar e informar a la Junta Directiva sobre las operaciones que la sociedad realice, directa o indirectamente, con miembros de la Junta Directiva, accionistas controlantes, miembros de la alta gerencia, operaciones entre empresas del grupo, personas a ellos vinculadas, que por su cuantía, naturaleza o condiciones revistan un riesgo para la sociedad o conglomerado. (xxv) Seguimiento periódico del grado de cumplimiento del Código de Ética y la eficacia del sistema de denuncias anónimas o "whistleblowers", evaluando las actuaciones antiéticas que se presenten y el contenido de las denuncias efectuadas, haciendo a la Junta Directiva las recomendaciones pertinentes. (xxvi) Adelantar las gestiones necesarias con el fin de asegurar el cumplimiento del procedimiento para la elección de los directores independientes propuestos por el accionista controlante y el accionista no controlante con mayor participación. (xxvii) Las demás que le asigne la Junta Directiva y/o estos estatutos.

En razón a lo anterior y en cumplimiento de su función principal de apoyar a la Junta Directiva en la supervisión de la gestión contable financiera de la compañía, el Comité de Auditoría presenta a la Asamblea General de Accionistas un informe correspondiente al período de ejercicio del año anterior donde da cuenta del cumplimiento de las funciones antes descritas.

Asistencia a las reuniones por parte de los miembros del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría de la sociedad sesionó en cuatro (4) oportunidades, de las cuales las cuatro (4) sesiones fueron ordinarias.

Los miembros del Comité participaron en dichas sesiones como se indica a continuación:

RENGLÓN	No sesiones asistidas Miembro Principal	No sesiones asistidas Miembro Suplente*
PRIMERO	4	0
SEGUNDO	4	0
TERCERO	4	0
CUARTO	4	0

*Los miembros suplentes que aparecen en cero, no tuvieron que reemplazar al miembro principal del Comité toda vez que no hubo faltas absolutas o temporales del mismo.

De lo relacionado anteriormente se infiere que en la reunión hubo quórum suficiente para sesionar y decidir válidamente.

Se destacan las siguientes actividades del Comité durante el año 2024, las cuales se enmarcan en sus responsabilidades de supervisión del control interno y de los programas de cumplimiento de la compañía:

- Aprobación de la actualización de la Política Gestión Antisoborno.
- Aprobación y seguimiento del Plan de Auditoría 2024.
- Monitoreo del *Compliance Road Map*.
- Aprobación del Informe Anual del Comité de Auditoría de 2023.
- Análisis de Estados Financieros separados y consolidados con corte a 31 diciembre de 2023 y el respectivo informe del Revisor Fiscal. El comité de auditoría acordó recomendar a la Junta Directiva que se presenten a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2023.
- Análisis de resumen de denuncias éticas realizadas.
- Seguimiento Sistema de Gestión Antisoborno ISO37001.
- Revisión de la política de identificación y evaluación de riesgos de Enel Colombia y CAM, supervisando los principales riesgos presentados en el mapa de Riesgos.
- Seguimiento del Informe trimestral del Revisor Fiscal.
- Informe trimestral de operaciones realizadas con vinculados económicos.
- Eventos reportados trimestralmente al Sistema Integral de Información del Mercado de Valores –SIMEV-.

Comité de Buen Gobierno y Evaluación

De acuerdo con lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Código de Buen Gobierno de la Compañía, la Sociedad cuenta con un Comité de Buen Gobierno y Evaluación, integrado por cuatro (4) miembros de la Junta Directiva, de los cuales dos (2) serán directores no independiente postulados por el accionista controlante y dos (2) serán directores no independientes postulados por el accionista no controlante de mayor participación. El Presidente del comité es elegido de su seno. Este comité tendrá un Secretario, quien podrá ser miembro o no del mismo.

La Junta Directiva en su sesión No. 539 del 21 de marzo de 2024, aprobó la composición del Comité de Buen Gobierno, el cual quedó conformado de la siguiente manera:

PRINCIPAL	SUPLENTE
FRANCESCO BERTOLI	MONICA CATALDO
JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	RAFFAELE ENRICO GRANDI
JUAN RICARDO ORTEGA LÓPEZ	ANDRÉS BARACALDO SARMIENTO
JORGE ANDRÉS TABARES ÁNGEL	NÉSTOR FAGUA GUAUQUE

Las funciones del Comité de Buen Gobierno y evaluación se encuentran descritas en el artículo 64 de los Estatutos Sociales, de las cuales se destacan: (i) Monitorear que los accionistas, inversionistas, demás grupos de interés y el mercado en general, tengan acceso de manera completa, veraz y oportuna a la información relevante de la Sociedad. (ii) Revisar y evaluar la manera en que la Junta Directiva dio cumplimiento a sus deberes durante el período. La evaluación deberá contemplar, entre otros aspectos, los siguientes: la asistencia de los miembros a las reuniones, la participación activa de éstos en las decisiones y el seguimiento que realicen a los principales temas de la Sociedad. (iii) Monitorear las negociaciones realizadas por los miembros de la Junta Directiva con acciones emitidas por la Sociedad o por otras compañías del mismo grupo. (iv) Supervisar el cumplimiento de la política de remuneración de los miembros de la Junta Directiva. (v) Las demás que le asigne la Junta Directiva y/o estos estatutos y/o la ley.

En razón a lo anterior y en cumplimiento de su función principal de apoyar a la Junta Directiva en la vigilancia del cumplimiento de las disposiciones de Buen Gobierno contempladas en la Ley, los Estatutos, el Código de Buen Gobierno, y el Reglamento Interno de la Junta Directiva, el Comité de Buen Gobierno y Evaluación presenta a la Asamblea general de Accionistas un informe correspondiente al período de ejercicio del año anterior donde da cuenta del cumplimiento de las funciones antes descritas.

Asistencia a las reuniones por parte de los miembros del Comité de Buen Gobierno y Evaluación

El Comité de Buen Gobierno y Evaluación de la sociedad sesionó en dos (2) oportunidades.

Los miembros del Comité participaron en dichas sesiones como se indica a continuación:

RENGLÓN	No sesiones asistidas Miembro Principal	No sesiones asistidas Miembro Suplente*
PRIMERO	2	0
SEGUNDO	2	0
TERCERO	2	0
CUARTO	2	0

*Los miembros suplentes que aparecen en blanco, no tuvieron que reemplazar al miembro principal del Comité toda vez que no hubo faltas absolutas o temporales del mismo.

De lo relacionado anteriormente se infiere que en la reunión hubo quórum para sesionar y decidir válidamente.

En cumplimiento de su función principal de apoyar a la Junta Directiva en la vigilancia del cumplimiento de las disposiciones de Buen Gobierno contempladas en la Ley, los Estatutos Sociales, el Código de Buen Gobierno y el Reglamento Interno de la Junta Directiva, el Comité de Buen Gobierno y Evaluación se reunió:

- Consideración informe de Autoevaluación de la Junta Directiva.
- Aprobación del Informe Anual del Comité de Buen Gobierno y Evaluación correspondiente al ejercicio 2023.
- Consideración del Informe de la Oficina de Atención al Inversionista.



Participación de los miembros de la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P. en cuerpos colegiados de otras organizaciones en Colombia:

Miembros Principales de la Junta Directiva:

1. **Francesco Bertoli**
   - Fundación Enel Colombia
2. **José Antonio Vargas Lleras**
   - Fundación Enel Colombia
   - World Energy Council
   - Consejo Mundial de Energía Colombia
   - APD Colombia
   - Cámara de Comercio Italiana para Colombia
   - Fundación Nacional Batuta
3. **Raffaele Enrico Grandi**
   - Enel X Colombia S.A.S E.S.P.
4. **Carolina Soto Losada**
   - Grupo Bolívar
   - Cementos Argos
   - Universidad EAN
5. **Juan Ricardo Ortega López**
   - Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
   - Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.
   - Enlaza S.A.S E.S.P.
6. **Jorge Andrés Tabares Ángel**
   - HL Ingenieros S.A. (Colombia)
7. **Astrid Martínez Ortiz**

Actualmente no hace parte de ninguna otra Junta Directiva en Colombia.

Miembros Suplentes de la Junta Directiva:

1. **Monica Cataldo**
   - Fundación Enel Colombia
2. **Antonio Crisol**
   - Actualmente no hace parte de ninguna otra Junta Directiva en Colombia.
3. **Vacante**
4. **Rutty Paola Ortiz Jara**
   - Scotiabank Colpatria
   - Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá
5. **Andrés Baracaldo Sarmiento**
   - Actualmente no hace parte de ninguna otra Junta Directiva en Colombia.
6. **Néstor Fagua Guauque**
   - Actualmente no hace parte de ninguna otra Junta Directiva en Colombia.
7. **Mario Trujillo Hernández**
   - Mario Trujillo Abogados S.A.S.





Francesco Bertoli
Gerente General

José Antonio Vargas Lleras
Presidente de la Junta Directiva

CARTA A LOS ACCIONISTAS

Estimados Accionistas:

Nos complace presentar los resultados y logros alcanzados por Enel Colombia en 2024, un año marcado por retos significativos tanto a nivel global como local. A pesar de la incertidumbre política y comercial, las tensiones geopolíticas y los efectos del cambio climático, logramos consolidarnos como un actor clave en la estabilidad del sector energético colombiano. Gracias a una visión estratégica clara, capacidad de adaptación e innovación constante, fortalecimos nuestra posición en el mercado, manteniendo nuestro compromiso con la sostenibilidad y la transición energética.

El contexto económico mundial mostró signos de estabilización, con una inflación más controlada y políticas monetarias más flexibles que respaldaron la recuperación en varias economías. A nivel global, la actividad económica creció un 2,7%[1], cifra inferior al promedio de la última década, pero con señales de mejora tras varios años de impactos negativos. Mientras economías como Estados Unidos y China experimentaron desaceleraciones frente a los años anteriores, otras regiones, especialmente las economías emergentes, comienzan a mostrar un crecimiento robusto[2].

En América Latina y el Caribe, el crecimiento fue de 2,2%[3], destacándose países como[4]. Panamá (2,6%), Costa Rica (4,0%) y Guatemala (3,7%). En Colombia, el crecimiento alcanzó el 1,7%[5], influenciado por la reducción en la inversión en medio de la incertidumbre política y fiscal. Sin embargo, la relajación de la política monetaria contribuyó a moderar la inflación, que cerró el año en 5,20%[6].

1. Global Economics Prospect – January 2025. World Bank
2. Global Economics Prospect – January 2025. World Bank
3. Global Economics Prospect – January 2025. World Bank
4. Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe 2024. CEPAL
5. Global Economics Prospect – January 2025. World Bank
6. Boletín técnico. Índice de Precios al Consumidor (IPC). DANE.

3.9 millones
de clientes

14 TWh
Generación Total 2024

El 2024 presentó retos importantes para el sector eléctrico en Colombia. La demanda de energía creció un 2,7% con respecto al 2023, alcanzando los 82,1 TWh. Sin embargo, la oferta se vio limitada por la baja hidrología derivada de la intensificación del fenómeno de El Niño y el retraso en el inicio de la temporada de lluvias, lo que llevó a niveles de embalse históricamente bajos. Ante esta coyuntura, el Gobierno Nacional activó al final del mes de septiembre el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento por primera vez desde su constitución, priorizando la generación térmica y garantizando la preservación de los recursos hídricos en todo el país.

En este contexto, Enel Colombia desempeñó un papel fundamental en la estabilidad del sistema energético. Gracias a la optimización de nuestro parque generador y al aumento de la producción térmica y solar, alcanzamos una generación total de 14 TWh en 2024, consolidándonos como el segundo mayor generador del país, con una participación del 17% en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Asimismo, al cierre de 2024, Enel Colombia reafirmó su posición como el segundo generador del Sistema Interconectado Nacional con una capacidad instalada neta de 4 GW, lo que representa el 19% del total nacional.

Nos llena de orgullo destacar la entrada en operación comercial de los parques solares El Paso, La Loma, Fundación y Guayepo I&II, los cuales generaron más de 1 TWh de energía en 2024, y aportaron más de 650 MWac[7] de capacidad al SIN. Estos logros consolidan a Enel Colombia como la empresa con la mayor capacidad solar instalada en el país, reafirmando nuestro liderazgo en la transición energética y nuestro firme compromiso con la descarbonización.

Además, iniciamos la construcción de los parques solares Guayepo III y Atlántico, cuya entrada en operación está prevista para 2026. Estos nuevos proyectos añadirán más de 390 MWac de capacidad instalada y una producción estimada en cerca de 1 TWh al año, fortaleciendo aún más nuestra contribución a la matriz energética renovable.

En Centroamérica, luego de finalizar exitosamente el periodo de pruebas regulatorias, los parques solares Madre Vieja y Baco Solar ubicados en Panamá, entraron en operación comercial. En total, nuestras filiales en Panamá, Costa Rica y Guatemala, generaron 2.604 GWh en 2024, consolidando nuestra presencia en la región con una capacidad instalada neta de 705 MW.

En el negocio de distribución, enfocamos nuestras inversiones en la expansión de la infraestructura de alta, media y baja tensión en Bogotá y Cundinamarca, garantizando un suministro confiable, seguro y de calidad, para más de 3.9 millones de clientes.

Además, fortalecimos nuestra red para integrar nuevas fuentes de energía renovable y fomentar el desarrollo de la movilidad eléctrica, con proyectos estratégicos como el Regiotram de Occidente y el Metro de Bogotá, que serán clave en la transformación del sistema de transporte del país.

7. Corresponde a la Capacidad Instalada en ac (corriente alterna)



En el marco de nuestra estrategia de sostenibilidad, nos complace comunicar que inauguramos la primera Comunidad Energética en Cundinamarca, beneficiando a más de 21 hogares en la comunidad de Paratebueno.

Igualmente, continuamos mejorando la calidad del servicio, resultado de nuestro plan de inversión y mantenimiento. En 2024, el SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema) se ubicó en 487 minutos y el SAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema) en 8,51 veces, superando en 19% y 5% respectivamente, las metas regulatorias establecidas por la CREG.

Gracias a la efectividad de nuestros planes de recuperación de energía, logramos recuperar 164 GWh durante el año, manteniendo el índice de pérdidas de energía en el sistema de distribución en 7,51%.

Por otra parte, la estrategia de la línea de negocio Enel X se enfocó en ofrecer soluciones energéticas personalizadas e innovadoras, mejorando la experiencia y satisfacción del cliente a través de la digitalización y la autogestión.

Asimismo, seguimos posicionándonos como un aliado estratégico, en el desarrollo de proyectos eléctricos y fotovoltaicos. En el marco del proyecto Cosenit, pusimos en operación las plantas fotovoltaicas Central Cervecera, Corona Sopó y Postobón Bogotá, reafirmando nuestro compromiso con la transición hacia fuentes de energía no convencionales.

Finalmente, en 2024 consolidamos nuestro liderazgo en movilidad sostenible a través del servicio "Charging As a Service", impulsando la expansión de la infraestructura pública, la instalación de equipos de recarga, y el fortalecimiento de relaciones con clientes y marcas clave. Con cada avance, reafirmamos nuestro compromiso con la transformación del sector transporte hacia una alternativa más limpia y eficiente.

De cara al período 2025-2027, situamos la sostenibilidad y la innovación en el centro de nuestra estrategia. Nuestra meta de alcanzar cero emisiones a 2040 nos impulsa a seguir avanzando en la descarbonización, la digitalización y resiliencia de las redes de distribución, así como en la electrificación, contribuyendo activamente al cumplimiento de la agenda 2030 de las Naciones Unidas.

Seguimos fortaleciendo nuestro compromiso con el desarrollo social en nuestras zonas de influencia, promoviendo un enfoque basado en la responsabilidad y la proactividad. Desarrollamos nuestras actividades de manera responsable, y alineada con las necesidades de las comunidades, autoridades, y nuestra empresa, garantizando un impacto positivo en el desarrollo económico y la transformación de los territorios.

Es así como en 2024, impulsamos 153 proyectos sociales con más de 78 alianzas, beneficiando a 265.262 personas en Colombia, Guatemala, Panamá y Costa Rica. Estas iniciativas reflejan nuestro compromiso con el crecimiento social y económico de las regiones en las que operamos, consolidando a Enel Colombia como un actor clave en la construcción de un futuro más sostenible e inclusivo.

En Enel Colombia, nuestro talento humano es clave para el éxito de la compañía. En 2024, fortalecimos una cultura inclusiva promoviendo el desarrollo de nuestros equipos, impulsando la digitalización, la diversidad y flexibilidad organizacional. Como parte de este compromiso, renovamos el sello *Friendly Biz* Corporativo, en alianza con la Cámara de Comercio LGBT, reafirmando nuestro compromiso con espacios libres de discriminación.

Impulsamos la actualización y adquisición de nuevas habilidades para enfrentar los retos de la transición energética y la transformación digital. Asimismo, implementamos iniciativas de bienestar que promueven un equilibrio entre la vida personal y laboral, mejorando la experiencia y el compromiso de nuestros colaboradores.

Fortalecimos nuestra cultura de seguridad promoviendo la estrategia 'Cero Absoluto', que busca la ausencia total de accidentes y enfermedades laborales. Priorizamos el bienestar de nuestros colaboradores, fomentando la concientización y el liderazgo visible en todas las actividades operativas. Seguiremos trabajando para garantizar un entorno laboral seguro y saludable, impulsando una cultura de seguridad sostenible y de clase mundial.

Seguimos consolidando un entorno de crecimiento, inclusión y bienestar, reafirmando nuestro liderazgo en la construcción de una cultura organizacional innovadora y sostenible.

Resultados financieros

Los resultados financieros alcanzados por Enel Colombia en 2024 reflejan nuestra sólida gestión financiera y operativa en Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala.

Al cierre del año, logramos un margen de contribución de $7,3 billones de pesos, un EBITDA de $6,1 billones y una utilidad neta de $2,4 billones, impulsados por el sólido desempeño de los negocios de distribución y generación, así como por una destacada gestión comercial frente a los desafíos del entorno.

Reafirmando nuestro compromiso con la diversificación de la matriz energética y la descarbonización, realizamos inversiones por más de $2,1 billones durante el año.

En 2024 distribuimos 1,81 billones de pesos a nuestros accionistas con cargo a la utilidad del 2023 y formalizamos un préstamo de $1,3 billones de pesos (equivalentes a US$300 millones) con el Banco Europeo de Inversiones, destinado a financiar la construcción del parque solar Guayepo I&II y la mejora y expansión de la infraestructura eléctrica en Bogotá y Cundinamarca.

En Enel Colombia, reafirmamos nuestro compromiso con la transparencia, la integridad y el cumplimiento de los más altos estándares de gobierno Corporativo. Estos principios son fundamentales para fortalecer la confianza de nuestros grupos de interés y garantizar una gestión responsable y sostenible. En ese sentido queremos destacar los siguientes aspectos clave:

Contamos con un robusto sistema de cumplimiento, compuesto por diversas políticas y procedimientos diseñados para promover la ética y profesionalidad en todas nuestras actividades y operaciones. Nuestro modelo de cumplimiento incluye el Enel Global Compliance Program, el Modelo de Prevención de Riesgos Penales, el Código Ético y el Plan Tolerancia Cero contra la Corrupción. Como resultado de esta gestión, obtuvimos la certificación del Sistema de Gestión Antisoborno (SGAS) ISO 37001, reafirmando nuestro compromiso con la lucha contra la corrupción y las mejores prácticas internacionales en materia de cumplimiento.

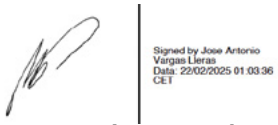
En cumplimiento del artículo 47 de la Ley 222 de 1995, informamos que todas las operaciones realizadas con accionistas y administradores se realizaron de acuerdo con la legislación vigente y están debidamente reflejadas en los estados financieros de la Compañía.

Asimismo, garantizamos el cumplimiento de la legislación sobre propiedad intelectual y derechos de autor, asegurando que todo software utilizado en nuestra gestión cuenta con las licencias correspondientes y cumple con las normativas aplicables en Colombia.

En atención a lo dispuesto en el artículo 87 de Ley 1676 de 2013, ratificamos que Enel Colombia garantiza la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.

Adicionalmente, en cumplimiento de lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, la Compañía cuenta con un Sistema de Control Interno y un auditor externo de gestión y resultados; que supervisan rigurosamente nuestras operaciones. Asimismo, en nuestra calidad de emisor de valores, aseguramos el control y la revelación oportuna de la información financiera de conformidad con la regulación aplicable.

Finalmente, queremos agradecer a nuestros accionistas por su confianza y respaldo. En Enel Colombia seguiremos trabajando con visión estratégica, innovación y responsabilidad para continuar liderando la transición energética y contribuir con un futuro más sostenible para todos.



José Antonio Vargas Lleras
Presidente de la Junta Directiva



Francesco Bertoli
Gerente General

Bogotá, 19 de febrero de 2025

Señores
Accionistas
Enel Colombia S.A. E.S.P.
Ciudad

Ref: Información Código de Comercio 2024

Respetados señores:

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 3 del artículo 446 del Código de Comercio, se presenta a continuación la información económica y financiera expresada en cifras en miles de pesos colombianos.

(a) Detalle de los egresos por concepto de salarios, honorarios, viáticos, gastos de representación, bonificaciones, prestaciones en dinero y en especie, erogaciones por concepto de transporte y cualquiera otra clase de remuneraciones que hubiere percibido cada uno de los Directivos de la Sociedad.

Honorarios a los miembros de la Junta Directiva:

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Bertoli Francesco	$101.605
Caldas Rico Andrés	26.747
Grandi Raffaele Enrico	83.965
Martínez Ortiz Astrid	128.352
Ortega López Juan Ricardo	128.352
Soto Losada Carolina	128.352
Tabares Angel Jorge Andrés	128.352
Tommasi Luciano	26.747
Vargas Lleras José Antonio	128.352
Total	**$880.824**

Honorarios Comité de Auditoría:

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Bertoli Francesco	$20.799
Martínez Ortiz Astrid	34.222
Ortega López Juan Ricardo	34.222
Soto Losada Carolina	34.222
Tommasi Luciano	6.685
Total	**$130.150**

Honorarios Comité de Buen Gobierno y Evaluación:

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Bertoli Francesco	$7.037
Ortega López Juan Ricardo	13.728
Tabares Angel Jorge Andrés	13.728
Tommasi Luciano	6.691
Vargas Lleras José Antonio	13.728
Total	**$54.912**

(b) Las erogaciones por los mismos conceptos indicados en el literal anterior, que se hubieren hecho en favor de asesores o gestores vinculados o no a la sociedad mediante contrato de trabajo, cuando la principal función que realicen consista en tramitar asuntos ante entidades públicas o privadas, o aconsejar o preparar estudios para adelantar tales tramitaciones son:

Honorarios Asesoría Legal:

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Álvarez Bernal Juliana Andrea	$169.405
Álvarez Liévano Laserna S.A.S.	388.507
Amezquita Huertas William Fernando	25.846
Antonio Fernández Andrea Natalia	35.438
Aroca Almario Lisbeth	75.807
Baker & Mckenzie S.A.S.	1.642
Campiño Palacios Daira Alejandra	21.373
Cárdenas Juan Pablo	390.037
Carrasco Moreno Angela Rocío	87.262
CC3 Consultores y Asesores Empresariales S.A.S.	180.515
Cuervo León Gilberto	68.000
DLA Piper Martínez Beltran Abogados S.A.S.	92.614
Esguerra Asesores Jurídicos S.A.	35.700
Falla Johan Sebastián	9.856
Fernando Pabon Santander S. A. S.	390.037
Gama Gestión Legal S.A.S.	481.479
Garrigues Colombia S.A.S.	10.168
Giraldo Fernández Manuela	17.920
Giron Medina Servicios Legales y Tributarios S.A.S.	50.575
Gómez Amezquita Ana Marcela	75.807
Gómez Pinzon Propiedad Intelectual S.A.S.	329.192
Herbert Smith Freehills Spain LLP	11.680
Hernández García Consultoría Legal S.A.S.	250.109
José Lloreda Camacho & Co S.A.S.	22.015
Larm Colombia S.A.S.	11.697
Litigar Punto Com S.A.S.	117.678
Lloreda & Cia S.A.S.	28.420
Loboguerrero Gutierrez Ltda.	39.676
López & Asociados S.A.S.	164.216
Merizalde Morales Javier Alexander	46.357
Morales Sivia Elena	20.850
Moreno Bermbia Isabella	4.267
Moreno María Alejandra	32.592
Murillo Gutiérrez Carlos Andrés	6.339
Ncd Estudio Legal S.A.S.	170.459
Osorio García Santiago José	2.280
Paiba Cabanzo Abelardo Antonio	76.203
Pardo Uribe Miguel Eduardo	6.339
Philippi Prietocarrizosa Ferrero Du & Uria S.A.S.	59.334
Ramírez Perdomo Carlos Alberto	25.000

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Rivera Arias Laura Paola	46.517
Rojas Sonia Elizabeth	195.019
Rubio Pulido Karen Andrea	11.200
Tamayo Jaramillo y Asociados S.A.S.	83.766
Varón Palomino Juan Carlos	390.037
Vega Rivera Hugo Mauricio	79.379
Villada Rubio Cornelio	14.280
Vizcaino Cristancho Sergio Alejandro	10.147
Total	**$ 4.863.036**

Honorarios de asesores:

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Accenture Ltda.	Honorarios por asesoría	$4.589.738
AON México Business Support S.A. de C.V.	Honorarios cálculo actuarial	267.951
Baker Tilly Colombia Ltda.	Honorarios por asesoría	50.575
Baker y Tax S.A.S.	Honorarios por asesoría	330.887
C. P. A. Ingenieria S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	434.030
Cadena S.A.	Honorarios por asesoría	161.758
Caia Ingeniería S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	20.000
Codiaguas S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	111.620
Conexig Colombia S.A.S.	Honorarios por asesoría	168.012
Consultoría Colombia S.A.	Honorarios por asesoría	447.345
Consultoría Y Gestión Ambiental S.A.S.	Honorarios educación ambiental	149.219
Cuatrecasas Goncalves Pereira S.A.S.	Honorarios por asesoría	128.520
Deloitte Asesores y Consultores Ltda.	Honorarios por asesoría	355.668
Dreamgis S.A.S.	Honorarios por asesoría	28.917
Editorial Catarsis S.A.S.	Honorarios por traducción	65.059
Enciso Rincón Javier Mauricio	Honorarios por asesoría NIIF	10.710
Ernst & Young Audit S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	305.385
Ernst & Young S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	300.303
Experiencias Ayaka S.A.S.	Honorarios por asesoría	220.008
Fundación ECSIM CENT	Honorarios estudios ambientales	125.521
Fundación Humedales	Honorarios educación ambiental	1.411.983
Fundación Socya	Honorarios educación ambiental	3.830.519
Gestión Social y Ambiental Integradas S.A.S.	Honorarios por asesoría	22.405
Go Drone S.A.S.	Honorarios por asesoría	5.000
Hidrobiosistemas Ingenieria S.A.S.	Honorarios por asesoría	22.015
Instituto Colombiano de Derecho Tributario	Honorarios otros trabajos de auditoría	83.895
International Testin	Honorarios por asesoría	31.702
K2 Ingenieria S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	1.156.354
Kpmg Advisory Tax & Legal S.A.S.	Honorarios por asesoría	75.089
Kpmg S.A.S.	Honorarios revisoría fiscal	2.310.870
Lavola Sucursal Colombia	Honorarios por asesoría	31.178
Mcs Consultoría Y Monitoreo Ambiental S.A.S.	Honorarios por asesoría	51.372
Mjv Innovation S.A.S.	Honorarios por asesoría	6.902
OCA Global Colombia S.A.S.	Honorarios por asesoría	118.853
Peq S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	106.480
Power&energy S.A.S.	Honorarios por asesoría	41.703
Pricewaterhousecoopers Asesores Gerenciales S.A.S.	Honorarios por asesoría	106.407
Rebus Innovation Tech S.A.S.	Honorarios por asesoría	131.886
Rics Management S.A.S.	Honorarios por asesoría	1.785
Rina Iberia S.L.	Honorarios otros trabajos de auditoría	57.713
Verde S.A.S.	Honorarios educación ambiental	98.513
Wsp Ingeniería Colombia S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	778.826
Xpecta Data Lab S.A.S.	Honorarios por asesoría	120.489
Total		$18.873.165

(c) Detalle de los gastos de propaganda y de relaciones públicas:

Publicidad en radio, televisión, correo, impresos y relaciones públicas:

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Ad Orange S.A.S.	Servicios de publicidad	$ 1.259.489
Americas Business Process Services S.A.	Servicios de publicidad	16.342.390
Bloom Motion S.A.S.	Servicios de publicidad	62.971
Burson Cohn & Wolfe Colombia S.A.S.	Servicios de publicidad	289.434
Carvajal Soluciones de Comunicación S.A.S.	Material publicitario	69.014
Correcaminos de Colombia	Servicios de publicidad	224.842
Delcop Colombia S.A.S.	Material publicitario	46.592
Éxito Publicitario S.A.S.	Material publicitario	462.519
Flea Market S.A.S.	Material publicitario	475.601
Fundación Generación Empresarial	Renovación suscripciones	13.765
Informa Colombia	Renovación suscripciones	22.523
Integra Producción y Logistica S.A.S.	Servicios de publicidad	1.910
Isi Emerging Markets Colombia S.A.S.	Servicios de publicidad	97.974
Mccann-Erickson Corporation S.A.	Servicios de publicidad	1.088.333
Millenium BPO S.A.	Servicios de publicidad	5.278.725
Muellen Lowe Ssp3 S.A.S.	Servicios de publicidad	3.827.810
OOH Redes Digitales Ltda.	Material publicitario	111.396
OOKRE Impresores Ltda.	Material publicitario	347.983
Punto Cardinal Comunicaciones S.A.S.	Servicios de publicidad	356.309
Rojas Tovar Lizardo	Servicios de publicidad	22.560
Rotundo Grupo Creativo S.A.S.	Servicios de publicidad	98.164
Target Insights S.A.S.	Servicios de publicidad	204.946
Valora Inversiones S.A.S.	Renovación suscripciones	40.884
Yanhaas S.A.	Servicios de publicidad	36.886
Total		**$ 30.783.020**

Participación en eventos y congresos y patrocinios:

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Alianza Fiduciaria S.A.	Participación en eventos y congresos	$160.391
Arquint Colombia S.A.	Patrocinio	11.900
Asociacion Colombia de Distribuidores de Energía Eléctrica	Participación en eventos y congresos	843.856
Asociación Colombiana de Actores del Mercado de Carbono	Participación en eventos y congresos	13.500
Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - Acolgen	Patrocinio	2.603.473
Asociación De Energías Renovables Colombia	Participación en eventos y congresos	71.650
Asociación de Gestión Humana - Acrip	Participación en eventos y congresos	2.800
Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - Andi	Participación en eventos y congresos	335.331
Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones - Andesco	Participación en eventos y congresos	443.498
Asociación para el Progreso de la Dirección	Participación en eventos y congresos	4.974
Cámara de Comercio Italiana para Colombia	Participación en eventos y congresos	5.660
Cámara Regional de la Construcción de Bogotá D.C. y Cundinamarca	Participación en eventos y congresos	25.342
Casa Editorial El Tiempo S.A.	Patrocinio	11.186
Comité Colombiano De La Cier - Cocier	Participación en eventos y congresos	23.665
Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico CIDET	Participación en eventos y congresos	347.047
Corporacion Colombia Crea Talento	Patrocinio	75.000
Corporación de Ferias y Exposiciones S.A.	Patrocinio	71.400

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
E-Valuar S.A.S.	Participación en eventos y congresos	5.058
Federación Colombiana de Golf	Patrocinio	59.500
Federación Colombiana de Municipios	Participación en eventos y congresos	52.360
Federación Nacional de Comerciantes Empresarios - Fenalco	Patrocinio	14.776
Fiduciaria Davivienda S.A.	Participación en eventos y congresos	58.390
Instituto Colombiano de Derecho Tributario	Participación en eventos y congresos	8.482
Instituto de Auditores Internos de Colombia	Participación en eventos y congresos	1.370
Inveral Soluciones S.A.S.	Patrocinio	30.000
LATAM Future Energy	Patrocinio	19.826
Solugistik S.A.S.	Patrocinio	11.900
Universidad Nacional de Colombia	Patrocinio	3.022
XI Informática Editorial S.A.S.	Patrocinio	16.000
Total		**$5.331.357**

(d) Las transferencias de dinero y demás bienes, a título gratuito o a cualquier otro que pueda asimilarse a éste, efectuadas en favor de personas naturales o jurídicas;

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Fundación Enel Colombia	Aporte	$1.685.001
Total		**$1.685.001**

(e) Al 31 de diciembre de 2024 los dineros u otros bienes que la Sociedad posea en el exterior y las obligaciones en moneda extranjera son:

	Al 31 de diciembre de 2024		
	(en EUR)	*(en US Dólares)*	*(en miles de pesos)*
Efectivo y equivalente de efectivo	-	2.248.400	9.913.533
Deudores	5.260.251	6.107.165	50.943.976
Cuentas por pagar	(9.861.764)	(6.105.045)	(71.943.710)
Posición pasiva, neta	**(4.601.533)**	**(2.250.520)**	**(11.086.201)**

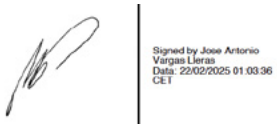
(f) Al 31 de diciembre de 2024, las inversiones de la Compañía en otras sociedades, nacionales o extranjeras corresponden a:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Relación	Acciones ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 31 de diciembre de 2024
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	$1.490.155.898
Enel Panamá CAM S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.468.963.760
Enel Costa Rica CAM S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	254.800.350
Generadora de Occidente Ltda.	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	192.057.977
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	99.371.088
Tecnoguat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	61.831.781
Colombia ZE S.A.S.	Servicios	Asociada	5.186.737	20,0000%	27.544.563
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	10.641.640
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Servicios Públicos	Subsidiaria	50.368	100,0000%	10.625.255
Enel Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	9.502.786
Enel X Way Colombia S.A.S.	Servicios	Asociada	6.014	40,0000%	6.098.551
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	4.166.247
Crédito Facil Codensa S.A.	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	382.316
Deterioro de Inversiones					
Enel Costa Rica CAM S.A.					(132.637.177)
					$3.503.505.035

Inversiones financieras en sociedades no cotizadas:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2024
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	$155.981
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.318
Operadora Distrital de Transporte	Comercial	2.500	20%	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-
				$201.169

Cordialmente,



José Antonio Vargas Lleras
Presidente de la Junta Directiva



Francesco Bertoli
Gerente General


enel


enel
enel
enel
enel



CAPÍTULO **2**

Nuestra Cadena de **VALOR**

GENERACIÓN DE ENERGÍA – *Enel Green Power* and *Thermal Generation*

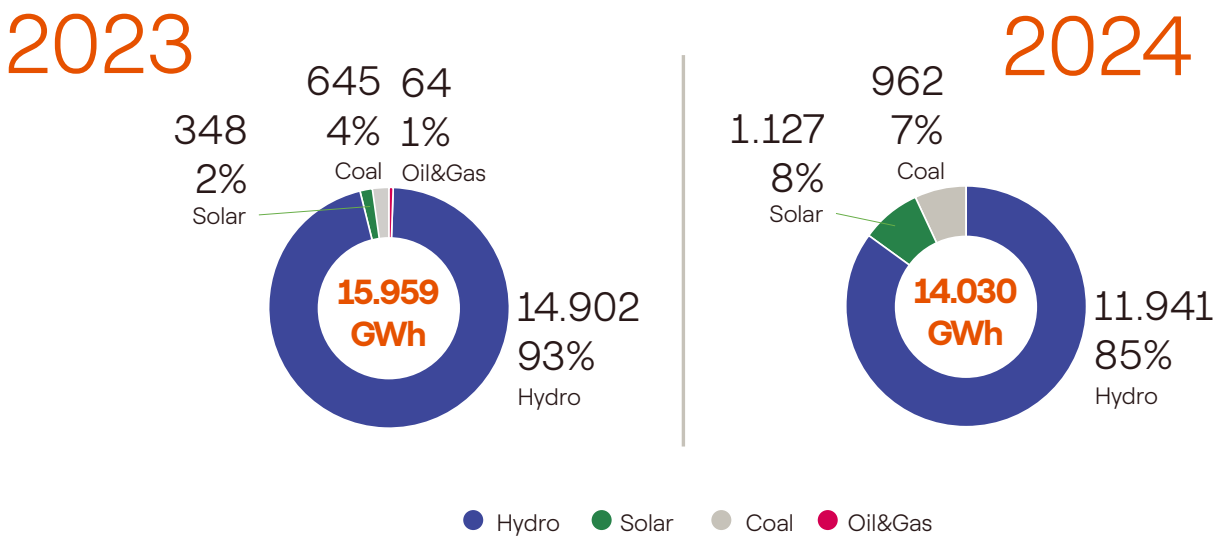
Enel, basa su visión en la producción de energía para impulsar el progreso con energía sostenible desde perspectivas ambientales, sociales y económicas. De esta forma, la compañía se enfoca en optimizar sus procesos y adoptar las prácticas más eficaces, convirtiéndose en un referente regional en la generación de energía a partir de fuentes en su mayoría renovables. Durante el año 2024 se logró garantizar la disponibilidad de las plantas generadoras al atender los requerimientos del sistema interconectado nacional, asegurando de este modo la operación confiable de los activos y siendo un actor esencial en la transición energética del país.

DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN COLOMBIA

A continuación, se presentan los principales indicadores del año 2024, en donde la generación neta de energía de Enel en Colombia registró un total de 14.030 GWh, experimentando una disminución del 12% en comparación con el año 2023. Esta disminución se debió principalmente a la baja hidrología experimentada durante el año, lo cual significó una reducción en la generación hidráulica que se compensó parcialmente con el aumento en la producción de fuentes térmicas y solares. Se destaca el notable aumento en la generación proveniente de las centrales solares, que con el ingreso en operación comercial de parques como Guayepo I&II, La Loma y Fundación aportaron al sistema más de 1TWh de energía; con estos resultados Enel en Colombia se posicionó como la empresa con mayor capacidad solar instalada en el país y el segundo generador del país con el 17% de la energía generada total.

En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la generación neta por tecnología:

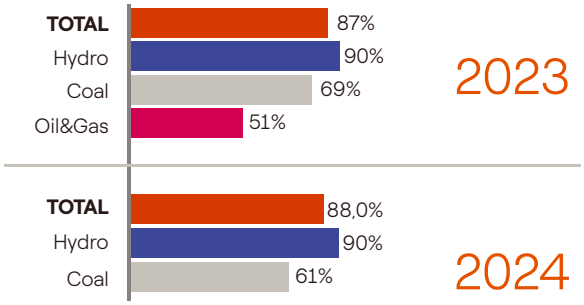
GENERACIÓN NETA POR TECNOLOGÍA



La disponibilidad del parque generador de Enel en Colombia en el 2024 fue del 88%, aumentando ligeramente con respecto al 2023, teniendo en cuenta el ingreso del parque solar. En este año se destacan las actividades de mantenimiento llevadas a cabo en las centrales hidráulicas del Río Bogotá y el proyecto de automatización y telecontrol en las centrales Guavio, Betania y Quimbo que continua en ejecución, estas tienen el propósito de asegurar la confiabilidad del parque generador en años futuros. Asimismo, en la central Termozipa se resaltan las intervenciones realizadas en las unidades 2 y 5 que buscan mejorar la disponibilidad con el fin de garantizar los requerimientos del operador de red, jugando un papel fundamental en la estabilidad operativa de la zona oriental de la sabana de Bogotá.

En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la disponibilidad por tecnología:

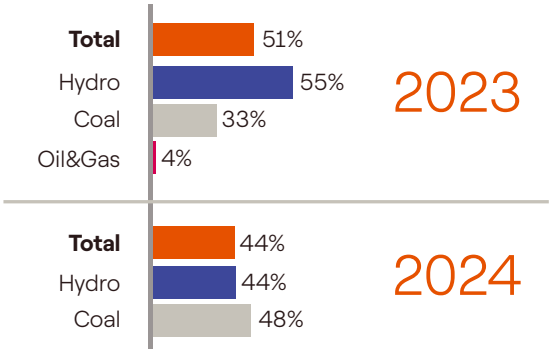
DISPONIBILIDAD POR TECNOLOGÍA (2023-2024)



En total se registraron 185.853 horas de servicio de las unidades de generación durante el 2024, comparado con el año 2023 fueron 2.911 horas menos, siendo consecuentes con la menor generación por la baja hidrología y compensadas con la mayor generación en los parques solares y la central Termozipa.

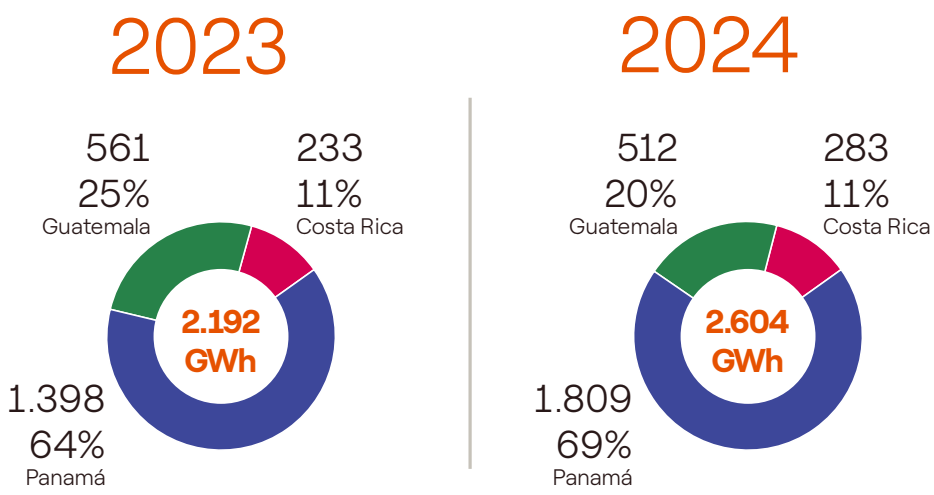
El factor de utilización finalizó en 44% comparado con el 51% del 2023 cumpliendo con las exigencias del sistema interconectado nacional. En la siguiente gráfica se presenta el detalle por tecnología de esta variable donde se evidencia menor utilización en las centrales hidráulicas por menor hidrología complementado con mayor uso de las centrales térmicas.

FACTOR DE UTILIZACIÓN POR TECNOLOGÍA (2023-2024)



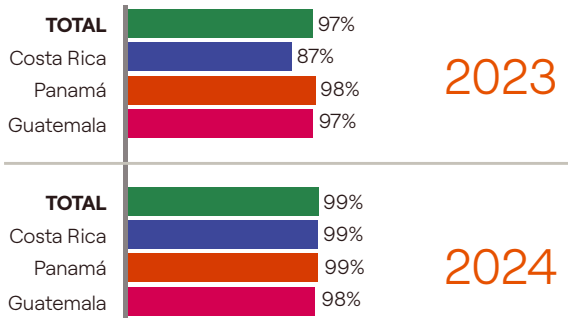
DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN CENTRO AMÉRICA

La generación de energía neta de las centrales en Centro América alcanzó 2.604 GWh en 2024. De los cuales, corresponden a Panamá 1.809 GWh, para la tecnología hidráulica 1.594 GWh y en la tecnología solar 215 GWh. Desde las centrales hidroeléctricas de Guatemala y Costa Rica se aportaron 512 GWh y 283 GWh respectivamente. Estos valores comparados con el 2023 presentan un aumento significativo por la alta hidrología experimentada en el año principalmente en Panamá y Costa Rica.



La energía equivalente disponible para el parque generador de Centro América en el 2024 fue del 99% lo cual representa un muy alto desempeño, minimizando las pérdidas de energía en las centrales, como se muestra en la siguiente gráfica con el detalle por tecnología:

EAF TOTAL [%]



A continuación, presentamos un resumen de la gestión adelantadas en las tecnologías de generación presentes en el grupo, resaltando los principales proyectos y temas relevantes a compartir.

TECNOLOGÍA HIDRÁULICA

En 2024, las unidades de negocio de las centrales de generación hidráulica de Enel en Colombia, Panamá, Guatemala y Costa Rica llevaron a cabo un esfuerzo conjunto para optimizar sus operaciones, garantizar el suministro energético y fortalecer la sostenibilidad. A través de la implementación de proyectos estratégicos y la modernización de infraestructuras, se priorizó la confiabilidad y la eficiencia operativa en cada una de las centrales. Además, se adoptaron herramientas tecnológicas avanzadas y se implementaron medidas para garantizar la seguridad laboral y el cumplimiento de los estándares ambientales. Esta gestión integral permitió asegurar el suministro de energía, responder a desafíos operativos y reforzar el compromiso con el desarrollo sostenible.

Central Hidroeléctrica Guavio

En 2024, Guavio enfrentó importantes desafíos que requirieron un esfuerzo coordinado de todas las áreas para garantizar el suministro, la confiabilidad y la disponibilidad de energía para el país. Durante este año, se logró aportar 4,7 TWh, representando aproximadamente el 6% de la demanda energética nacional, y se gestionó eficientemente el recurso hídrico frente al fenómeno del Niño, maximizando su aprovechamiento en temporadas secas y evitando vertimientos en épocas de mayor afluencia.



Se realizaron inversiones claves en modernización de equipos, incluyendo telecontrol, tableros de control y recuperación de rodetes Pelton, así como en la recuperación del estator de la U1. Además, se ejecutaron 253 días de mantenimiento, con 99.230 horas-hombre y 9 intervenciones mayores sin accidentes graves o fatales. Paralelamente, se adelantaron acciones relativas a proyectos estratégicos, como el realce de la bocatoma y el *repowering* de turbinas, para prolongar la vida útil de la central. Estos logros reflejan el compromiso con la estabilidad energética y la sostenibilidad a largo plazo.

Centrales Río Magdalena

En 2024, desde las Centrales de Betania y Quimbo se logró aportar 3,2 TWh, representando aproximadamente el 4% de la demanda energética nacional. Se implementaron acciones clave para mejorar su operación y sostenibilidad. En Betania, se avanzó en la automatización y telecontrol de unidades y servicios auxiliares comunes, así como en la modernización del grupo electrógeno de la casa de máquinas, aumentando la confiabilidad del *Black Start* de la central. Además, se digitalizó información de Operación y Mantenimiento (O&M) con herramientas como *Power BI y PI Vision*, y se instaló infraestructura para una red inalámbrica.

En Quimbo, se completó la automatización y telecontrol de servicios auxiliares críticos, se continuo con el desarrollo del proyecto de una planta de oxigenación y se recuperó la elegibilidad de las unidades para el AGC. En temas ambientales, se cerraron 162 obligaciones definidas en el plan de manejo ambiental y la licencia otorgada por la ANLA, logrando un cierre acumulado del 62% (2.299 de 3.727 obligaciones). Estas iniciativas refuerzan la sostenibilidad y la confiabilidad operativa de ambas centrales.

Centrales Río Bogotá

En 2024, la unidad de negocio de las centrales del río Bogotá aportó 4,1 TWh al sistema eléctrico nacional, representando el 5% de la demanda energética del país, gracias a la competencia técnica, el compromiso y la disciplina de su equipo. Se gestionaron proyectos de modernización e intervenciones para maximizar la disponibilidad, destacándose la rehabilitación de los devanados estatóricos de la U1 y U5 en la central Darío Valencia Samper, el inicio de la modernización de la subestación 230kV en Paraíso, la rehabilitación del recubrimiento de la tubería de conducción de Colegio II, el desarrollo de un sistema de alertas tempranas para manejo de olores en Paraíso, y la adquisición de dos transformadores de potencia para Guaca y Paraíso.

Se implementó un plan de contingencia efectivo para garantizar la operación y la confiabilidad de las unidades, para afrontar los bloqueos que afectaron la circulación en las vías de acceso, asegurando recursos esenciales y manteniendo la continuidad operativa. Además, se alcanzó un desempeño destacado en seguridad laboral, con más de 170,000 horas-hombre trabajadas sin accidentes graves o fatales.

Centrales en Panamá

En 2024, un año hidrológico favorable permitió que la Central Hidroeléctrica de Panamá generara aproximadamente 1,6 TWh, superando en un 12% las expectativas presupuestadas. Este logro fue posible gracias al cumplimiento riguroso de las actividades de mantenimiento y operación, minimizando indisponibilidades, y a la coordinación entre el equipo de Operaciones y el Centro Nacional de Despacho (CND), lo que evitó vertimientos. Se destacan algunas actividades claves como mejoras en el estribo izquierdo de la presa, inspección de túneles con tecnología robótica, modernización del sistema SCADA, equipos de la subestación 230kV y sensores de vibración de U1 y U2. También se modernizó el puente grúa de la casa de máquinas y se mantuvieron los transformadores principales U1 y U3. Estas acciones garantizaron la disponibilidad de la central, asegurando su sostenibilidad operativa y consolidándola como un orgullo nacional y del grupo Enel.

Centrales en Guatemala

En 2024, para Guatemala el año hidrológico presentó menores afluencias donde la generación fue de 0,5 TWh, por debajo de las expectativas presupuestadas en un 12% por la baja hidrología. Se realizaron importantes inversiones y mejoras en las plantas Palo Viejo, El Canadá, Montecristo y Matanzas para garantizar la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad de sus operaciones. En Palo Viejo, se reemplazó el rodete de la U1 tras detectar fisuras, se actualizaron sistemas de monitoreo de vibraciones y de regulación de velocidad y voltaje, y se realizaron trabajos en infraestructura para prevenir inundaciones y gestionar emergencias.

En El Canadá, se realizó retiro de sedimento del embalse, se modernizaron sistemas de monitoreo y protección, y se reemplazó el generador de emergencia. En Montecristo, se implementó un sistema avanzado de monitoreo de vibraciones. Finalmente, en Matanzas, se reemplazó el regulador de tensión y velocidad con tecnología de punta. Adicionalmente, se instalaron paneles solares en Palo Viejo como parte de los proyectos de hibridación, reforzando el compromiso con la sostenibilidad.

Centrales en Costa Rica

El año 2024 las centrales de Costa Rica alcanzaron una producción de 0,3 TWh, un 25% mayor al presupuesto, por mejor recurso y una estrategia de compromiso de energía en firme tomando en cuenta las necesidades del país, la estadística de datos y los compromisos contractuales. Así mismo, se logró recuperar 1.23 millones m^3 de volumen útil del embalse de Chucas en las maniobras de descarga de fondo realizadas en noviembre 2024, permitiendo garantizar el cumplimiento de los bloques de energía en época de verano 2025.

Todo lo anterior se complementa con los proyectos transversales de Colombia y Centro América, como el estudio de la integridad en los sistemas de conducción de agua, mejoras en los rodetes de las plantas Don Pedro y Río Volcán, actualización de sistema Scada, incorporación de gobernadores y AVR según los nuevos requerimientos contractuales.

TECNOLOGÍA TÉRMICA

En el 2024, la central Térmica de Termozipa tuvo una alta generación teniendo una producción cercana a 1TWh, superando en un 129% el presupuesto estimado, destacándose también que esta es la cuarta mayor generación en los 60 años de operación comercial que tiene Termozipa.

Central Termozipa

Se ejecutó el mantenimiento programado de la unidad 5, durante esta intervención se realizó el mantenimiento mayor del precipitador electrostático de la caldera, cambiando los elementos de los módulos 1 y 2, con este trabajo se recuperó la confiabilidad y disponibilidad de este equipo crítico. Adicionalmente se mejora el rendimiento medioambiental de la central.

En la unidad 2 se realizaron importantes actividades de mantenimiento siendo los trabajos principales: el cambio de los sobre calentadores primarios y secundario en la caldera, también se cambiaron los calentadores de alta presión. Con estos trabajos la unidad recuperó su capacidad efectiva neta.

Para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de las unidades 3 y 4 se adelantaron los mantenimientos programados con un enfoque especial en los equipos críticos como son: caldera, precipitador, turbina y condensador, pero adicionalmente realizando el plan de mantenimiento preventivo en los demás equipos. Otro punto para destacar fue que la Unidad 2 cumplió el 10 de diciembre 60 años de operación comercial en el sistema interconectado nacional (SIN).

TECNOLOGÍA SOLAR

La transición energética avanza mediante las fuentes renovables no convencionales, destacándose en 2024 el enfoque de la tecnología solar en consolidar la confiabilidad de los parques solares en Colombia y Panamá. Este esfuerzo estuvo respaldado por acciones como la gestión de componentes críticos, el manejo eficiente de stock de repuestos y la implementación de contratos de operación y mantenimiento, asegurando la estabilidad y continuidad de las plantas.

Se promovieron sinergias con los equipos de proyectos en construcción, integrando lecciones aprendidas y oportunidades de mejora para garantizar una puesta en operación efectiva. La estructura organizacional solar en la región permitió consolidar tanto la operación de los proyectos actuales como la recepción de nuevos durante 2024, alcanzando así el desempeño esperado en términos de producción y excelencia operacional en las plantas de la región.

Parque Solares–Colombia

Con el inicio de la operación comercial de las cuatro plantas en el 2024 (El Paso, La Loma, Fundación y Guayepo I&II) se estabiliza el proceso operación y mantenimiento, lo que representa gestión sobre una potencia instalada de 882 MWdc. Se consigue la integración de las herramientas data driven en todas las plantas mejorando el seguimiento y reducción de pérdidas.

Se realizaron intervenciones en equipos inversores que permitieron mejorar el rendimiento de los parques e incrementar su confiabilidad, respaldado en la experiencia en plantas de otros países. Lo anterior permitió la generación de empleos a nivel local y el desarrollo de la industria solar en el país.



Parques solares en Panamá

Se realizaron ajustes y sincronizaciones a los inversores, por ser este sistema el de mayor relevancia. Como parte de la estrategia de mantenimiento se adelantó el *scouting* de proveedores para componentes como los IGBT´s (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) que son componentes críticos en la operación, logrando tener mejores tiempos de respuesta e incrementando la disponibilidad. Con el inicio de la operación comercial de las cuatro plantas en el 2024 (Esperanza, Jagüito, Madre Vieja y Baco) se estabiliza el proceso operación y mantenimiento, lo que representa gestión sobre una potencia instalada de 100 MWDC.

La cadena de valor se consolida por medio de los equipos de trabajo complementarios que consolidan las acciones de supervisión, logística y optimización los cuales por medio de acciones articuladas desarrollan programas para habilitar iniciativas de sostenibilidad e innovación dentro del perímetro de los parques industriales de generación y su zona de influencia.

MEJORA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TRANSVERSAL A LAS TECNOLOGÍAS

Impulsados por el liderazgo de Enel Colombia y por su decidido compromiso público con la agenda global de desarrollo sostenible plasmada en los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), se entiende la sostenibilidad como una oportunidad para desarrollar un modelo de negocio sostenible generando valor en el largo plazo. Gracias a la alineación sustancial entre las prioridades y necesidades de los grupos de interés y las prioridades en la estrategia de la compañía se han materializados los programas de Economía Circular y Plantas Sustentables.

En el marco de fomento a la innovación permanente, se ha seguido impulsando la aplicación de nuevas tecnológicas al negocio por medio del despliegue de programas de innovación, robotización, digitalización y fortalecimiento de plataformas de gestión de datos, se garantiza la seguridad y eficiencia en los procesos, predicción de fallas y la operación optima de las plantas en las diferentes tecnologías compartiendo la experiencia y lecciones aprendidas.





Buscando la estandarización de procesos para la operación y el mantenimiento, asegurar la confiabilidad y mejora en las centrales de generación, la implementación de prácticas de sostenibilidad y el fortalecimiento de la innovación en los procesos internos de la generación de energía, se han desarrollado las siguientes iniciativas:

- Desarrollo del programa "Planta Sostenible" que promueve la mejora continua en las centrales, logrando durante 2024 implementar 252 iniciativas entre todas las centrales de Colombia & Centro América, que permitieron hacer un uso racional de recursos como agua e insumos, desarrollar y colocar en operación 54 iniciativas de economía circular y una serie de proyectos de valor compartido en las comunidades de la zona de influencia.
- Promoción y participación en el programa interno de ENEL de Robotización, *RoBoost*, el cual busca a través del uso de robots mejorar la eficiencia de las actividades de operación y mantenimiento. Este año se logró ejecutar 176 actividades con el uso de drones y *Smartglasses*, como lo son inspecciones remotas, visitas virtuales entre otras en todas las tecnologías *Hydro*, *Thermal* y *Solar*.
- Durante la edición 2024 del programa *PowerG*, enfocado en reconocer ideas innovadoras y buenas prácticas, se registraron 339 iniciativas, de las cuales 218 son propuestas ahora integradas en el banco de ideas del programa ¡Innovación al 100! Este año, se implementó con éxito 80 proyectos de innovación en las sedes de Colombia y Centro América.
- Fuimos finalista en los Premios AMBAR organizados por la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, mostrando desde las áreas de Generación un proyecto innovador que busca la mejora de las condiciones ambientales del área de operación de la Central paraíso y garantizar la seguridad energética mediante mitigación de H2S en la cadena hidroeléctrica PAGUA
- Como parte de las sinergias con Centroamérica el Centro de Control de Generación en Colombia inicio con el reporte diario de estado de inversores y pronóstico de radiación de las plantas solares de Panamá al Centro Nacional de Despacho de este país
- Se gestionó y finalizó de manera exitosa la atención de la auditoria de la Enficc gestionada por XM sobre los proyectos El Paso y Fundación, declarados en operación comercial en el primer semestre de 2024, dando cumplimiento a la resolución CREG 101 024 de 2022.
- Se llevó a cabo la recertificación de bonos de carbono sobre algunas de las centrales de generación hidráulica y solar que contribuyen en la disminución de emisiones de Gases Efecto, logrando certificar la reducción de aproximadamente 1.1 millones de toneladas de CO2.

El éxito en los resultados se logra por medio del acompañamiento y atención de las personas, el medio ambiente y respetando el entorno y la normatividad, siempre con un enfoque de mejora continua, en los siguientes párrafos se muestra la gestión adelantada en salud ocupacional, seguridad industrial, gestión medio ambiental y aseguramiento de la calidad.

CRECIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

ENEL busca acelerar la transición energética, minimizando las emisiones de gases efecto invernadero y generando electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales por ello cuenta con un portafolio diversificado en las regiones con mayor potencial energético, en línea con el plan de crecimiento de la región, las diferentes ubicaciones geográficas permiten tener alternativas asociadas a los proyectos de interconexión.

En 2024 entraron en operación comercial más de 770 MW y se inició la construcción de 523 MW adicionales con los parques Guayepo 3 y Atlántico en Colombia.



Algunos datos relevantes de los proyectos:

Colombia

- La Loma (César): Puesta en operación Comercial junio de 2024 con 187 MW instalados por medio de 407.000 paneles solares, distribuidos en un área de 437 hectáreas
- Fundación (Magdalena): Puesta en operación Comercial junio 2024 con 132 MW instalados por medio de 244.800 paneles solares, distribuidos en un área de 237 hectáreas
- El Paso Extensión (Cesar): Puesta en operación Comercial abril 2024 con 13,61 MW instalados por medio de 25.200 paneles solares distribuidos en 27,6 hectáreas.
- Guayepo I y II (Atlántico) Puesta en operación Comercial noviembre 2024 con 462 MW instalados por medio de 779.470 paneles en 1.100 hectáreas
- Atlántico (Atlántico): 256 MW inicio de construcción 11/2024
- Guayepo 3 (Atlántico) 267 MW inicio de construcción 08/2024

Panamá

- Madre Vieja (Chiriquí): Puesta en operación comercial diciembre 2024 con 30 MW instalados por medio de 68.610 paneles solares, distribuidos en un área de 31 hectáreas
- Baco (Chiriquí): Puesta en operación comercial noviembre 2024 y 30 MW instalados por medio de 50.436 paneles solares, distribuidos en un área de 29 hectáreas

RETOS PARA EL 2025

Como respuesta para seguir afrontando los desafíos planteados en la visión estratégica del Grupo Enel, se plantean acciones que habilitaran el crecimiento y garantizaran el desempeño de equipos de trabajo y activos de generación, aportando desde cada una de las líneas de trabajo como son:

Salud y seguridad en el trabajo

Garantizar instalaciones seguras para trabajar, reforzando la seguridad de los equipos e instalaciones, mediante el proyecto de Seguridad Intrínseca.
Seguir recorriendo el camino hacia la búsqueda de la interdependencia en términos de seguridad en todos los colaboradores de Colombia y Centro América con el soporte de especialistas.
Seguir desarrollando a los contratistas en temas HSE, dando alcance a empresas de Ingeniería y Construcción y Centro América en el "Programa HSE Contratistas".
Fortalecer los planes de estilo de vida saludable, enfocándonos en riesgo cardiovascular y la cultura del movimiento

Calidad

Sistema de gestión Integrado: Dar inicio con el proceso de certificación ISO9001, ISO14001, 45001 de los proyectos que iniciaron su operación comercial en el año 2024 (La Loma y Fundación).
Sistema de Eficiencia Energética: Continuar el proceso de certificación en el estándar de eficiencia energética ISO 50001 en la central El Paso.
***Quality CQA/QC Management Reinforcement*:** Consolidar resultados del desempeño de calidad de contratistas a través de los KPI de calidad y cumplimiento y de las inspecciones de calidad; reforzar la gestión QA/QC en las tecnologías Solar, *Hydro* y *Thermal* para un correcto desarrollo de la gestión de calidad en los mantenimientos mayores y/o relevantes.

Gestión Medio Ambiental

Colombia

- Dar cierre a las obligaciones ambientales cumplidas en la Licencia Ambiental de la Central El Quimbo.
- Continuar con la restauración de bosque seco tropical en la Central Quimbo con un área de 11.079 Ha.
- Realizar los repoblamientos de 1.200.000 alevinos programados para el año 2024 en los embalses El Quimbo y Betania.
- Generar estrategias en el compromiso Net Zero 2040.
- Avanzar en la ejecución del plan de compensaciones del Río Bogotá.

Costa Rica

- Continuar con la reforestación de 500 árboles anuales para la planta de P.H Chucas

Guatemala

- Continuar con el seguimiento del instrumento ambiental de Plantas Matanzas-San Isidro, las cuales aún se encuentran en análisis y revisión por parte de las Autoridades (CONAP, MARN)
- Acompañar a los contratistas en la gestión ambiental por medio de las inspecciones On-Site
- Implementación de Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales en todos los sitios.

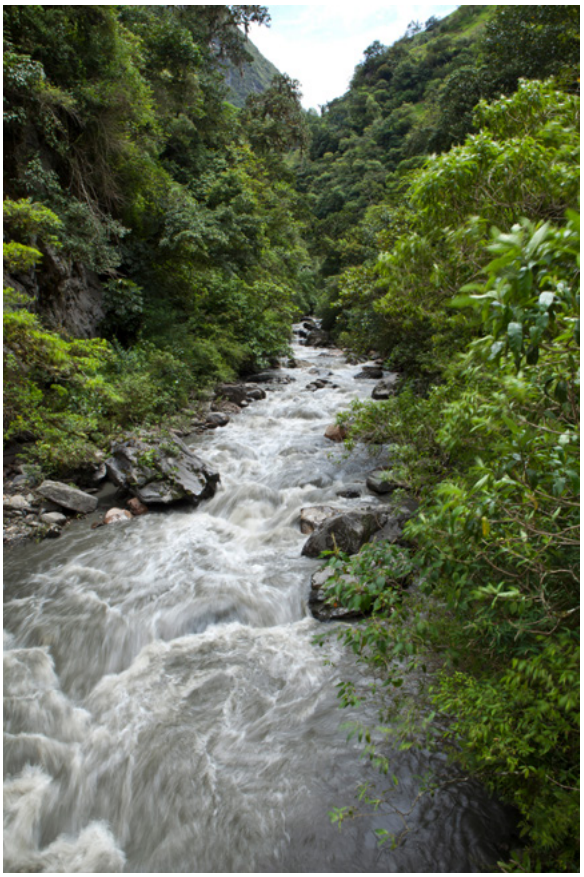
MEJORA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TRANSVERSAL A LAS TECNOLOGÍAS

- **Plantas Sustentables y Economía Circular:** Mapear, planear y ejecutar nuevas iniciativas de prácticas sostenibles basado en la aplicación de la mejora continua y los catálogos internos de iniciativas en centrales de generación, promoviendo eficiencias o nuevos ingresos y así obtener beneficios para el medio ambiente y las comunidades en las áreas de influencia. Se espera implementar más de 150 iniciativas que se sumen a las cerca de 1.290 iniciativas ya implementadas desde 2019 al 2023 en las centrales Colombia y Centro América.
- **Digitalización:** continuar con la consolidación y uso de sistemas de información y herramientas digitales con el fin de mejorar la eficiencia de los procesos de operación y mantenimiento en las centrales de Colombia y Centro América. Adicionalmente, continuar con la integración de soluciones de robotización en los procesos de operación y mantenimiento en las centrales.
- **Innovación:** promover la innovación y la mejora continua en la línea de negocio, recolectando y promoviendo la escalabilidad de soluciones que contribuyan a la excelencia de acuerdo con los valores de la compañía haciendo uso de los canales corporativos y las herramientas para el monitoreo de las iniciativas.
- **Eficiencia Operacional:** dar continuidad a la optimización en los procesos de operación y mantenimiento, aplicando estrategias de mejora en la planeación de las inversiones y en la gestión de los activos.

TECNOLOGÍA HYDRO

- Finalizar el telecontrol de las unidades de Guavio para convertirla en una central desatendida; renovar equipos de turbina en las unidades U2 y U4 para mejorar eficiencia y disponibilidad; apoyar el mantenimiento y construcción de la bocatoma para mitigar riesgos y garantizar la confiabilidad de la central.
- Para la Cadena de Río Bogotá se destaca la Parada Pagua, que incluye la rehabilitación de válvulas esféricas, modernización de la subestación encapsulada GIS, y cambio de polos de rotores, rehabilitación de rejas y transformadores. Se renovarán las válvulas esféricas en la central Darío Valencia Samper, y se recuperará el estator de la U1. Además, se optimizarán las unidades tele-controladas y se implementará un plan riguroso para mejorar la confiabilidad de los equipos críticos.
- En la Central Betania, se realizará la modernización del transformador de potencia (70,3 MVA), recuperación de caudalímetros, elegibilidad AGC, modernización del grupo electrógeno vertedero y aseguramiento de conectividad inalámbrica. En la Central Quimbo, se llevará a cabo el cambio de reguladores electrónicos, recuperación de caudalímetros, proyecto de descarga de fondo, contratación de planta de oxigenación y conectividad inalámbrica.

- En las centrales de Centro América en Panamá, Guatemala y Costa Rica se tiene previsto las siguientes actividades:
  - En la central Fortuna en Panamá se mejorarán las paredes en Casa Máquina y se realizará la primera inspección subacuática del túnel de presión con robot para evaluar el estado estructural. Reemplazo del sistema SCADA con tecnología virtualizada, y mantenimiento mayor de la U2 gestionado internamente con soporte técnico regional.
  - En Guatemala, mantener disponibilidad >99%, cumplir el mantenimiento mayor en El Canadá en tiempo y lograr cero accidentes. Proyectos clave: mejoras en reguladores, SCADA, sistemas hidráulicos, válvulas y celdas; mantenimiento mayor y ampliación operativa para RRO en diversas plantas.
  - En Costa Rica, Planta PH Chucas, lograr construir la protección proactiva de la margen izquierda. Plantas Don Pedro y Río Volcán lograr cumplir con la energía en firme prometida al ICE y lograr realizar los tratamientos térmicos a los rodetes de turbina. Todo esto para garantizar la continuidad del negocio.



TECNOLOGÍA TÉRMICA

Central Termozipa:

- En la Unidad 3, durante el primer semestre del año se tienen programados treinta y seis (36) días de mantenimiento para realizar el cambio del rotor de la turbina, el mantenimiento al generador y al sistema de martilleo del precipitador electrostático de la Caldera.
- En la Unidad 4 se tienen programados treinta y uno (31) días de mantenimiento en el mes julio con el fin de realizar el lavado químico a la caldera y el mantenimiento menor a la turbina.
- En la Unidad 5 se tiene programado un mantenimiento de treinta (30) días en el mes de septiembre para realizar el mantenimiento menor a la turbina y el estudio de integridad de la caldera.
- Gestionar los procesos de licitación para llevar a cabo los proyectos ambientales relevantes, como es la construcción vertimiento Río Bogotá, manejo de las cenizas, construcción de la PTAR, construcción de barrera patio de carbón y manejo de aguas lluvias.

TECNOLOGÍA SOLAR

- Recibir y estabilizar el proyecto Guayepo I&II en Colombia. Planes de mantenimiento, contratos O&M, stock de materiales, así mismo, en la central La Loma, para lograr la máxima eficiencia en las plantas en Operación Comercial en Colombia y Panamá.
- En conjunto O&M e E&C, cumplir con el objetivo presupuestado de crecimiento en la producción con las plantas que van alcanzado la primera energización (Guayepo III y Atlántico) y consecución de la puesta en operación comercial de las plantas pendientes en Panamá (Vista Alegre, Milton, Sol Real, Sol de David y Solar Caldera).

ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT COLOMBIA Y CENTRO AMÉRICA

Energy and Commodity Management Col & CAM gestiona la comercialización de energía eléctrica y gas de Colombia y Centro América en los países de Panamá, Costa Rica y Guatemala. Realiza ventas de energía eléctrica a clientes No Regulados, así como, compras y ventas de energía en bloque a otros agentes del mercado mayorista, mediante la gestión de sus activos de generación. En el sector de Gas, realiza venta a clientes del Mercado No Regulado colombiano, entregando el producto en boca de pozo o directamente en el sitio de consumo, así mismo, realiza trading en el Mercado Mayorista de gas.

En 2024, Enel Colombia continúo fortaleciendo la relación con los clientes mediante esquemas de atención, incluyendo espacios presenciales y virtuales, asesorías en las negociaciones de la energía y gas, ofreciendo soluciones energéticas orientadas a la eficiencia y sostenibilidad. De esta manera, se logró vender en el Mercado No regulado de energía para Colombia 4,9 TWh, un 5% más comparado con 2023. Para el caso de Centro América, en Panamá y Guatemala se vendieron en este mercado aproximadamente 1 TWh durante todo el 2024.

La compañía apuesta por el uso de fuentes de energía no convencionales, ofreciendo a sus clientes certificados de energía renovable I-REC's. En 2024, se observó un notable interés de los clientes por este producto, con un consumo de 1,1 TWh en certificados emitidos en Colombia y 0,3 TWh en Panamá y Guatemala.

En general se ha continuado mejorando los canales de experiencia y comunicación, con el fin de fidelizar y expandir la cartera de clientes. En 2024, también se realizaron eventos innovadores con diversos enfoques y capacitaciones sobre temas relevantes y de impacto para distintos sectores e industrias.

En 2024 se llevaron a cabo diferentes programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes, logrando así obtener en Colombia un índice de cobrabilidad de 99%, y Centro América 96%.

Enel continuó la consolidación del mercado de comercialización de gas natural en Colombia, logrando la atención de 6 clientes en el Mercado No Regulado y 5 clientes en boca de pozo en el Mercado Secundario.

APORTES HIDROLÓGICOS COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

Para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, el año 2024 se caracterizó por aportes hidrológicos mayoritariamente deficitarios con un promedio anual de 77% con relación a su media histórica multianual (MH). Durante el primer cuatrimestre, los aportes presentaron mínimos históricos, alcanzando un 46% en abril. Tras la finalización del fenómeno de El Niño 2023-2024 en mayo, el segundo cuatrimestre mostró un incremento significativo, alcanzando un máximo de 117% en junio. Sin embargo, en el tercer cuatrimestre, bajo condiciones ENSO neutrales, se registró nuevamente una reducción sostenida, con déficits de hasta el 58% en septiembre.

La región con mayor déficit con aportes promedio acumulados fue Antioquia, con 72%, seguida por las regiones Centro, con 82%, y Oriente con 85%.

En el 2024 también se presentaron períodos con registros históricos en el SIN, reportándose los menores aportes hidrológicos en el mes de marzo y agosto, con un 25% MH y 65% MH respectivamente y alcanzándose los niveles de embalse agregado más bajos de los últimos 20 años durante los meses de septiembre, octubre y noviembre.

Y para Enel Colombia, los meses de agosto y septiembre, de 2024 se posicionaron como el bimestre más seco en aportes promedio en los últimos 60 años, para la central Guavio y el mes de septiembre para la central Quimbo.

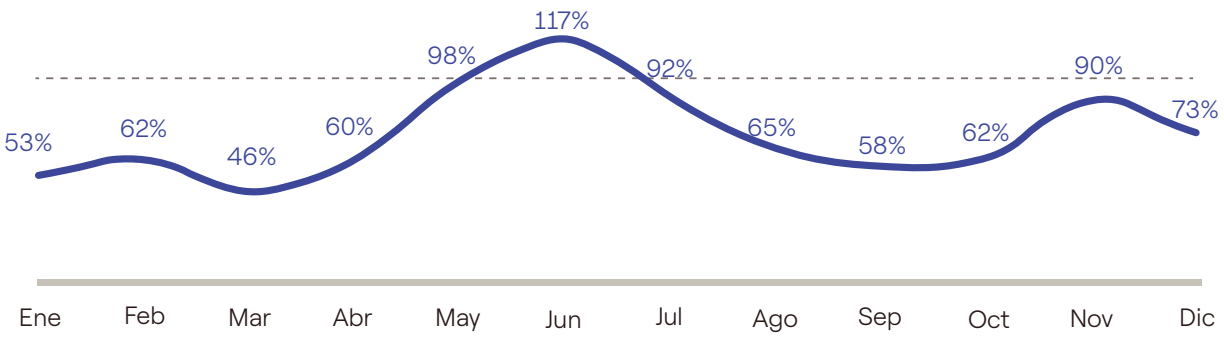
Para Panamá, en el caso de Fortuna, propiedad de Enel, el 2024 fue, en promedio, un año con aportes similares a su media histórica multianual (MH), alcanzando un 99%. Durante los meses de enero a mayo se registraron bajos aportes, siendo enero el mes con los menores registros hidrológicos, con un 50% de la MH, al igual que en Colombia. Una vez finalizó el fenómeno de El Niño, se observó un incremento de los caudales, destacándose noviembre como el mes de mayores aportes, con un 164% de la MH.

Estos aportes fueron el resultado de la conjugación de diferentes fenómenos climáticos que impactaron a los países en múltiples escalas de tiempo y espacio. Entre estos, las condiciones ENSO (Oscilación del Sur El Niño, por sus siglas en inglés) en su fase cálida (El Niño),. El fenómeno El Niño 2023-2024 alcanzó su apogeo entre noviembre de 2023 y enero de 2024, debilitándose gradualmente y llegando a su fin en el trimestre marzo-abril-mayo de 2024, marcando la finalización de un El Niño de intensidad fuerte. Estas condiciones generaron un descenso marcado en la precipitación durante los primeros meses del año en Colombia y Centroamérica, y, por ende, aportes deficitarios al inicio de 2024. A partir de junio, las condiciones oceánicas y atmosféricas reflejaron un comportamiento característico de la fase neutral. Sin embargo, las agencias internacionales emitieron una alerta de vigilancia ante el posible tránsito hacia condiciones frías (La Niña) hacia finales de 2024. Estas condiciones comenzaron a desarrollarse en diciembre, caracterizadas por un enfriamiento anormal en el Pacífico Central y un fortalecimiento de los vientos alisios en la misma zona.

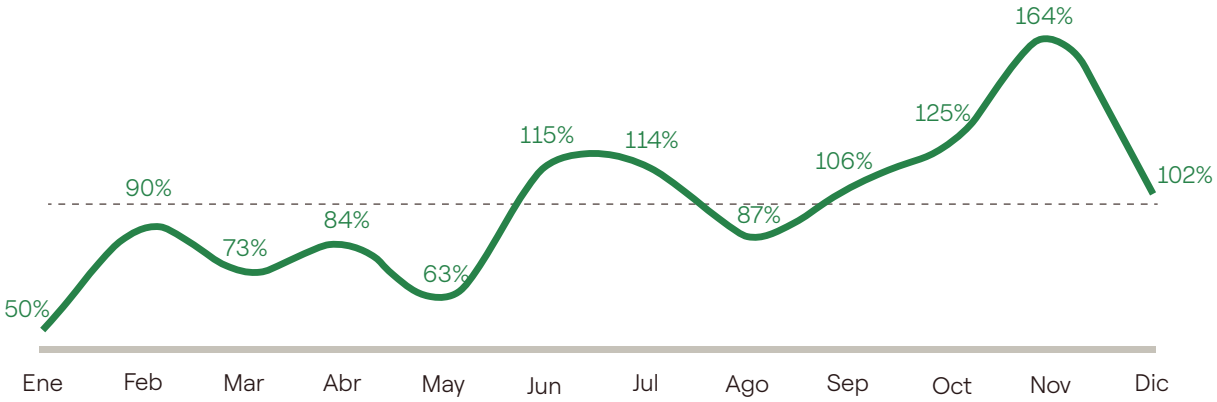
A pesar de la alta actividad ciclónica de la temporada de huracanes del Atlántico, que superó el pronóstico esperado de tormentas tropicales, esta no tuvo impacto en el aumento de humedad en Colombia. Sin embargo, sí lo tuvo en Panamá, mientras que el mayor impacto se observó en las áreas de interés de Costa Rica y Guatemala en Centroamérica. Lo anterior, teniendo en cuenta los patrones atmosféricos y la distribución de humedad en la región.

Otros moduladores como la Oscilación atmosférica Madden and Julian (MJO), a escala de tiempo intraestacional (variación dentro del mes) y la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT), a escala estacional (cada año se repite), influyeron también en la variabilidad de los aportes hidrológicos de las centrales hidroeléctricas ubicadas en Colombia y Centroamérica.

APORTES HIDROLÓGICOS MENSUALES AL SIN (COLOMBIA) DURANTE EL 2024 COMO % M.H.

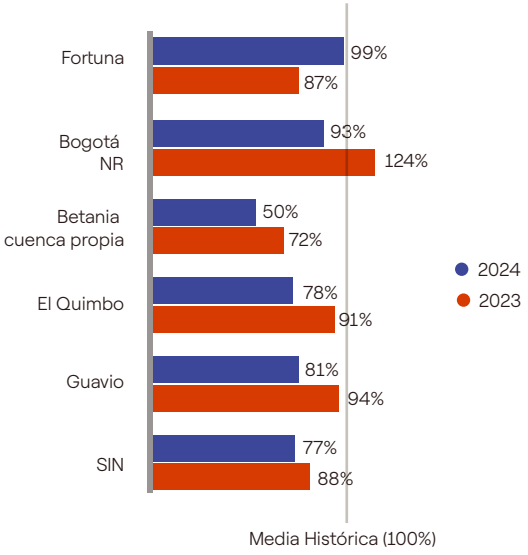


APORTES HIDROLÓGICOS MENSUALES DE FORTUNA (PANAMÁ) DURANTE EL 2024 COMO % M.H.



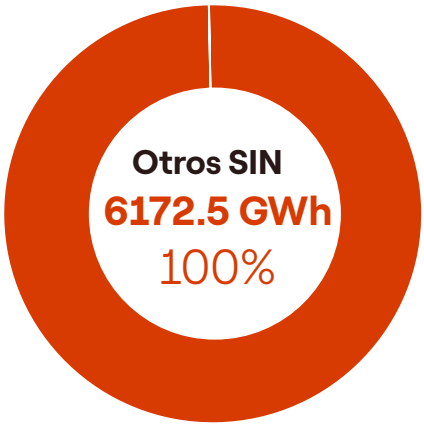
En comparación con 2023, los aportes hidrológicos del SIN (Colombia) y de las cuencas de Enel en Colombia en 2024 fueron bajos, mientras que en Panamá fueron altos.

PROMEDIO ACUMULADO ANUAL DE LOS APORTES HIDROLÓGICOS



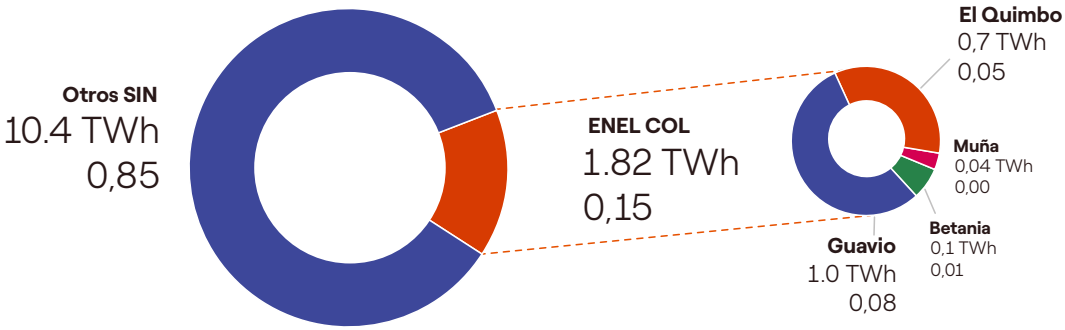
Durante el 2024, el SIN (Sistema Interconectado Nacional) tuvo vertimientos totales de 6,2 TWh (3,4 TWh menos que 2023). Enel no presentó vertimientos.

VERTIMIENTOS TOTALES ANUALES DEL SIN (COLOMBIA)

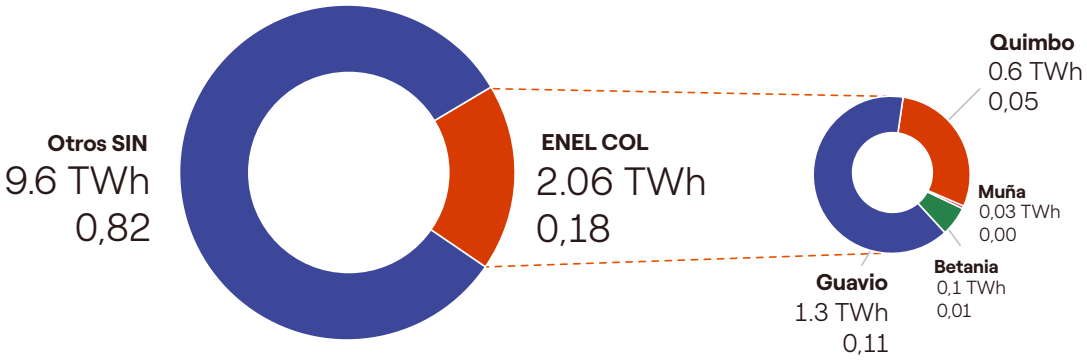


Bajo este panorama de condiciones meteorológicas, aportes y vertimientos, las reservas del SIN (Colombia), que iniciaron el año con 12,18 TWh disminuyeron a 11,8 TWh para el final del año; la participación de Enel Colombia en estas aumentó del 15% al 18%, pasando de 1,82 TWh en enero a 2,06 TWh en diciembre.

RESERVAS SIN Y ENEL (COLOMBIA) A INICIOS DE 2024



RESERVAS SIN Y ENEL COLOMBIA A FINALES DE 2024



Las reservas en Fortuna (Panamá) iniciaron el año en 0,28 TWh y cerraron en diciembre en 0,25 TWh.

En general en Panamá la precipitación acumulada estuvo dentro del promedio histórico durante el 2024. Durante enero se reportaron precipitaciones acumuladas por debajo de los datos climáticos de la región caribe occidental. En marzo, mayo, junio, noviembre se presentaron precipitaciones por encima de la climatología (1991-2020) y menores precipitaciones hacia el mes de diciembre. No obstante, la cercanía de la ZCIT a un sistema de bajas presiones del caribe colombiano produjo lluvias de variada intensidad hacia final de año.

En Costa Rica, el año 2024 se caracterizó por una alta variabilidad en los patrones de precipitación en Costa Rica. Influenciados por fenómenos como El Niño, se observaron marcadas diferencias entre regiones. La vertiente Caribe experimentó un aumento en las lluvias, mientras que la vertiente Pacífico se vio afectado por sequías prolongadas, incluida la zona donde se ubica la planta de Chucás (Región Pacífico Norte), propiedad de Enel; sin embargo, para el mes de diciembre se registró un récord histórico como el mes más lluvioso en los últimos 24 años del país producto del ingreso de frentes fríos, humedad en la región, enfriamiento del Océano Pacífico y calentamiento del Mar Caribe.

En Guatemala, las plantas hidroeléctricas El Canadá y Montecristo, propiedad de Enel, se ubican en la región del Altiplano Central, y el embalse más grande del país, Pueblo Viejo-Chixoy, también se encuentra en esta área. Las plantas Matanzas, San Isidro y Palo Viejo, también de Enel, están situadas en las regiones de Bocacosta y la Franja Transversal del Norte, respectivamente. El país vivió en 2024 una marcada variabilidad climática, caracterizada por lluvias irregulares que oscilaron entre sequías severas y fuertes inundaciones. El fenómeno de El Niño, canículas prolongadas y frentes fríos contribuyeron a esta situación, afectando de manera desigual a distintas regiones del país. Por ejemplo, la planta Palo Viejo experimentó una sequía prolongada de enero a septiembre, mientras que Chixoy presentó un comportamiento más regular hasta julio, seguido de una disminución significativa en las precipitaciones para los meses de agosto y septiembre.

MERCADO *SPOT* COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

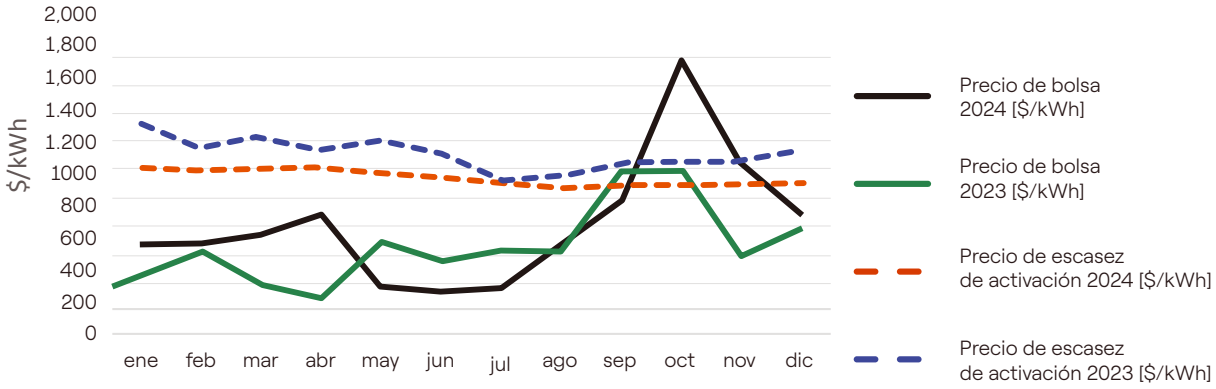
Gestión Corto Plazo Colombia

El mercado spot o bolsa de energía permite a los agentes generadores y comercializadores del sector transar sus excedentes y faltantes en tiempo real.

El esquema de Cargo por Confiabilidad propone el precio de escasez como el valor máximo que puede alcanzar del mercado spot para la demanda y se convierte en la referencia a partir de la cual se materializa para los agentes generadores la exigencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asumidas por los mismos. Los comercializadores por su parte como representantes de la demanda, no están completamente expuestos a las variaciones del precio del mercado de corto plazo, ya que depende directamente del riesgo que asuman al definir en cada periodo de tiempo, su nivel de exposición (Demanda no cubierta a través de contratos de largo plazo).

Normalmente bajo la presencia de un fenómeno de El Niño, se manifiestan condiciones deficitarias de lluvias y por ende el caudal de los principales ríos del país, del cual depende principalmente la producción hidroeléctrica cuya participación es altamente importante en un país como Colombia. Para el año 2024, y durante el desarrollo del fenómeno, es importante resaltar que sumado a los bajos aportes, el atraso de la oferta representada en los nuevos proyectos de generación, el crecimiento adicional que experimenta la demanda por temperaturas encima de la normalidad y el alto costo del gas importado como combustible principal de las centrales térmicas de ciclo combinado; han ocasionado incrementos importantes en el mercado de corto plazo, para garantizar la atención de la demanda de energía en la actualidad y en el futuro.

PRECIO DE BOLSA Y PRECIO DE ESCASEZ 2024 VS 2023



El año 2024 se ha caracterizado por un déficit en los aportes hídricos a nivel nacional, tanto así, que se registraron mínimos históricos especialmente para los meses de agosto a octubre.

En este contexto, y considerando que los meses de enero a abril de 2024 corresponden a meses de bajos aportes hídricos (meses de verano), desde el día 30 de septiembre y hasta 20 de noviembre se declaró en riesgo el sistema eléctrico nacional, implementando por primera vez la activación del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento para enfrentar la crisis y mitigar el riesgo de un futuro racionamiento de energía como ha pasado en otros países vecinos (Ecuador y Venezuela). La implicación que tuvo la activación del Estatuto es el aumento de los precios de energía al priorizar la energía térmica, siendo esta más costosa que la hidráulica o la solar.

El precio promedio de Bolsa del año fue de 689 $/kWh, aumentando un 24% con respecto a 2023 debido a las condiciones anteriormente mencionadas.

Comparativo Precio Bolsa COL

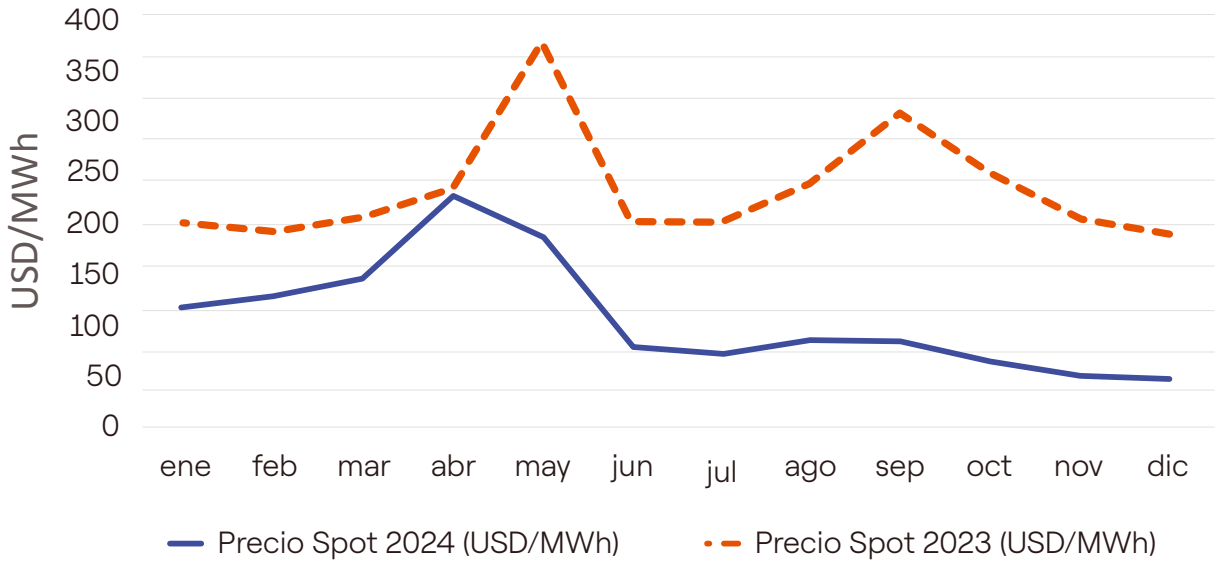
	2024	2023	Dif	
	$/kWh	$/kWh	$/kWh	%
Precio bolsa	689	557	132	24%
Precio escasez de activación	980	1.126	- 146	- 13%

Gestión Corto Plazo Centroamérica

En los países de Panamá y Guatemala, opera un despacho centralizado en el que a su vez se realizan transacciones horarias de energía y de potencia de oportunidad que permite considerar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales, los niveles de oferta y demanda de energía y potencia en un determinado momento. Este mercado se desarrolla mediante un despacho económico, que considera variables como: el precio del agua, disponibilidad de plantas, transacción en el MER (Mercado Eléctrico Regional), entre otros.

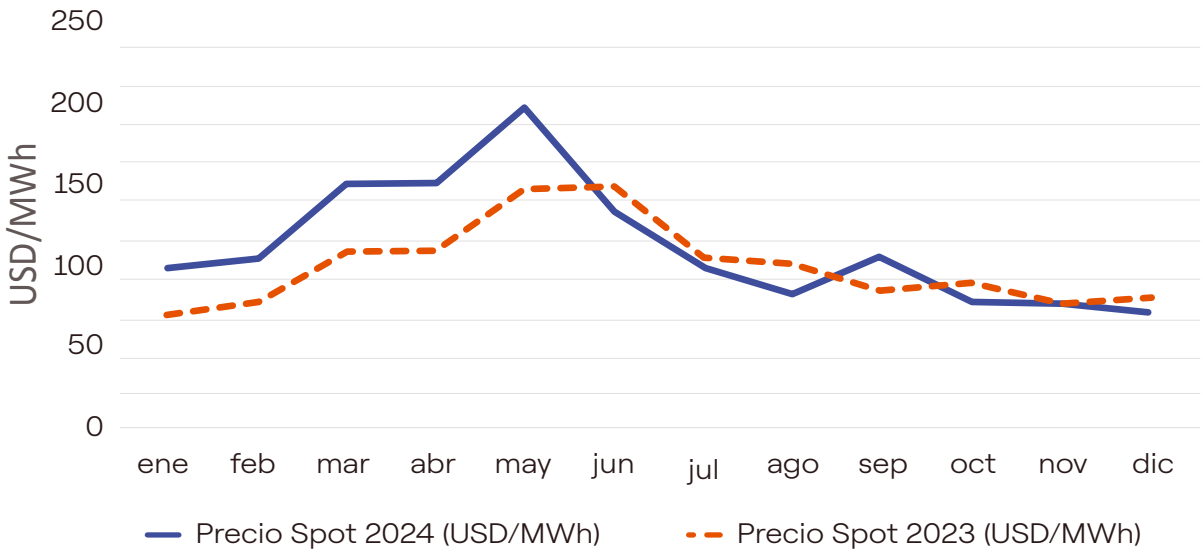
El precio Spot promedio 2024 para Panamá fue de 107 USD/MWh, disminuyó 11% con respecto a 2023, esto se debió principalmente a los altos aportes hídricos en las centrales hidráulicas, que por el contrario la situación crítica en Colombia mejoró, permitiendo entregar más energía 0,36 TWh de la presupuestada, lo que significa un 30% más Vs MBDG.

PRECIOS MERCADO SPOT PANAMÁ



En Guatemala, el precio spot promedio 2024 fue de 112 USD/MWh, tuvo un aumento del 4% con respecto al 2023, debido principalmente al aumento de la demanda y aumento de los *commodities*.

PRECIOS MERCADO SPOT GUATEMALA



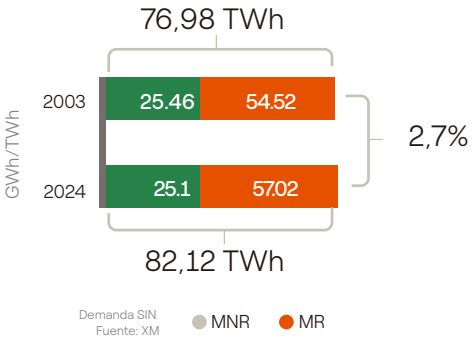
Comparativo Precio Spot Centroamérica

	2024	2023	Dif	
	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	%
Precio spot Panamá	107	125	18	17%
Precio spot Guatemala	112	106	6	-5%

DEMANDA COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

La demanda nacional de energía eléctrica colombiana durante 2024 fue de 82,1 TWh, presentando un aumento del 2,7% respecto al año anterior. En particular, la demanda del Mercado No Regulado correspondió al 30,5% del total de la demanda de energía eléctrica, es decir, 25,1 TWh. Por otro lado, la demanda del Mercado Regulado correspondió al 69,4%, es decir, 57 TWh.

DEMANDA SIN COLOMBIA



Fuente: XM

Para el caso de Panamá, Guatemala y Costa Rica, hubo un crecimiento de 3%, 17% y 2% respectivamente respecto al 2023.

COMPARATIVO DEMANDA 2024 VS 2023 CENTROAMÉRICA

	Panamá	Guatemala	Costa Rica
Demanda 2023 (TWh)	12,0	12,3	12,1
Demanda 2024 (TWh)	12,4	14,5	12,4
% Diferencia	3%	17%	2%

GESTIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD Y MERCADO SECUNDARIO COLOMBIA

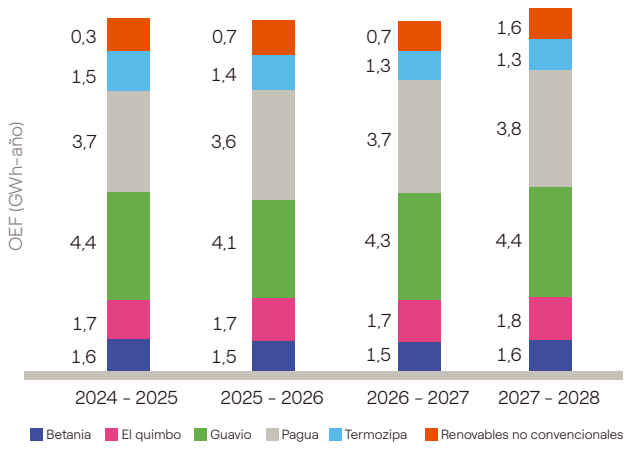
Para el año 2024 del Cargo por Confiabilidad, Enel Colombia adquirió un compromiso de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) por 12,1 TWh/año, de los cuáles obtuvo un ingreso total de $ 886.809 MCOP, correspondientes a unas OEF de 11,9 TWh/año. Adicionalmente, como resultado de la gestión de los anillos de seguridad tanto de mercado secundario como de DDV, se retuvieron $22.056 MCOP por concepto de OEF y se realizaron ventas de excedentes de energía de referencia por $6.101MCOP.

GESTIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD COL

	TOTAL (TWh)
OEF Asignada	12,1
OEF Retenida	11,9*
*Corresponde a las OEF del año 2024	

Las asignaciones vigentes de OEF asignadas para futuros periodos, para cada planta de la compañía, se muestran en la siguiente gráfica:

OEF DE ENEL-COLOMBIA POR PLANTA



- **Subasta 2027-2028:** En la ilustración 18 se observa la asignación de obligaciones de energía en firme para la compañía, realizada mediante subasta el 15 de febrero de 2024.

GESTIÓN DE ENERGÍA EN CIFRAS COL Y CAM

El margen variable de Enel en Colombia para 2024 fue COP $2.698 miles de millones, siendo 32% por debajo del presupuesto anual, debido principalmente a la baja hidrología del país. En Centroamérica fue COP $854 miles de millones (USD 209,70 Mill.) esto por encima del valor proyectado en 6%, siendo los principales factores, la generación en Panamá y Costa Rica. Para un total de COP $3.596 miles de millones.

GESTIÓN DE COMBUSTIBLES COLOMBIA

Carbón-Central Termozipa

Durante la primera parte de 2024 continuó el Fenómeno de El Niño que implicó mayor despacho de generación térmica en el SIN. Durante el segundo semestre el sistema hídrico presentó baja recuperación debido a que los aportes hidrológicos registraron mínimos históricos, ocasionando que se mantuviera e incrementara la generación térmica en el país y el consumo de combustibles asociado (32% mayor respecto de 2023). De acuerdo con lo anterior, la Central Termozipa totalizó un consumo de 504 kton de carbón (incremento del 47% frente a 2023) y aportó el 10% de la generación total a carbón del sistema.

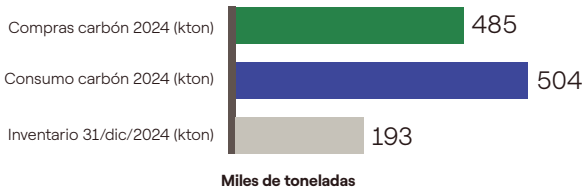


En 2024, las compras de carbón de la Central Termozipa registraron un aumento del 39% con respecto a 2023 (485 kton por COP 149.957 millones frente a 347 kton por COP 136.606 millones). Este incremento se presentó por la materialización del Fenómeno de El Niño declarado por el IDEAM en noviembre de 2023 y los compromisos de generación por seguridad.

Los cambios en el mercado interno generados por el mercado internacional (exportación), generaron menor presión a la oferta-demanda, ocasionando una reducción del 34% del precio de la tonelada de carbón en 2024 en comparación con el de 2023.

Respecto al nivel de inventario de carbón, se presentó una reducción del 8% al cierre de 2024 respecto al registrado en 2023.

GESTIÓN CARBÓN 2024



A mediados del 2024 se realizó la ampliación de la vigencia de los contratos de suministro de carbón por tres (3) años adicionales, hasta el 30 de noviembre de 2028. En septiembre de 2024 USAENE, firma contratada por XM para la auditoria de las Obligaciones de Energía Firme CxC 2025-2028 concluyó que "la cantidad de combustible contratada por Enel Colombia es superior a la requerida para respaldar las OEF y presentan un amplio margen de seguridad en lo que al volumen y energía térmica refieren".

Por otra parte, en temas de sostenibilidad, se obtuvo reconocimiento otorgado por Pacto Global – Red Colombia para la publicación digital de la buena práctica desarrollada con los proveedores de carbón durante 2020 – 2023, denominada "Programa para desarrollo de proveedores de carbón del interior del País (minería subterránea) en temas de sostenibilidad y derechos humanos".

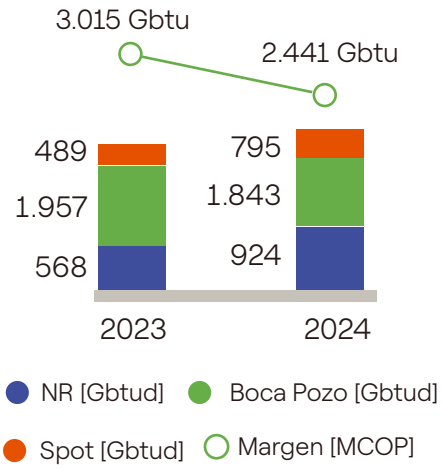
COMERCIALIZACIÓN DE GAS COLOMBIA

El margen variable del negocio durante el 2024 fue de 9.396 millones COP. Esta cifra representa un incremento del 273% respecto al margen alcanzado en 2023, esto debido a la estrategia de comercialización ejecutada, y así como el cierre de negociaciones futuras (Dic 24- Nov 27) lo que generaron un margen adicional para el mes de diciembre.

Los volúmenes de gas vendido durante el 2024 (2.441Gbtu), representaron una disminución del 24 % con respecto al año 2023.

En total, Enel Colombia atendió 6 clientes industriales (no regulados) en Bogotá, Santa Marta y Medellín y 5 clientes en boca de pozo (mercado secundario).

VENTAS GAS 2024



MERCADO MAYORISTA ENERGÍA COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

En el mercado mayorista, se llevan a cabo transacciones de compra y venta de energía en grandes volúmenes entre generadores y comercializadores, con el fin de establecer contratos a largo plazo con precios y cantidades definidos. Durante el año 2024, Enel Colombia vendió energía en el Mercado Mayorista mediante contratos resultantes de convocatorias públicas o invitaciones privadas. Los detalles se presentan en la siguiente tabla:

Ventas energía mercado mayorista Colombia

Cifras en TWh	2023	2024	Variación	
Mercado Mayorista	12,8	12,6	-0,2	-2%

La Compañía estuvo presente en el 24% de las licitaciones públicas del mercado colombiano. Además, participó en otros procesos de venta para atender el Mercado Regulado y respaldar contratos de otros generadores, logrando ventas de 12,6 TWh en 2024. Durante este año, se realizaron ventas por 14,4 TWh, distribuidas entre 2024 y 2038.

En Centro América se vendió energía en el Mercado Mayorista, como resultado de convocatorias públicas, además transacciones de exportación e importación dentro del Mercado Eléctrico Regional (MER), de acuerdo con el siguiente detalle:

Ventas energía mercado mayorista Centroamérica

Cifras en TWh	Tipo	Panamá	Guatemala	Costa Rica
Mercado Mayorista	Venta a Distribuidoras	1,5	0,13	0,28
	Transacciones en Mercado Eléctrico Regional (MER)		0,12*	

*Transacciones centralizadas por la gestión de la comercializadora en Guatemala, gestiona importación y exportación de energía dentro del MER y con México

Compras Energía

Para respaldar las ventas de energía mediante contratos, además de la producción de sus propios activos de generación, Enel Colombia S.A. E.S.P. también adquiere energía a través de contratos con otros agentes del Mercado Mayorista. La siguiente tabla muestra el nivel de compras de energía al cierre de 2024:

Compras Energía Colombia Cierre 2024

Cifras en TWh	2023	2024	Variación	
Compras Energía	2,1	2,6	0,5	23%

En Centro América con el propósito de cumplir con los requerimientos y compromisos de venta de energía adquiridos, Enel compró energía en el mercado de oportunidad. La siguiente tabla muestra el detalle de compras:

Tabla 8. Compras de energía Centroamérica

Cifras en TWh	Panamá	Guatemala
Mercado de oportunidad	0,5	0, 1





MERCADO NO REGULADO COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

En Colombia, El Mercado No Regulado lo componen aquellos clientes finales que consumen más de 55 MWh-mes o que tienen desde 0,1 MW de demanda máxima de potencia. Enel Colombia S.A. E.S.P. atiende en este mercado a clientes del sector industrial y comercial principalmente, para lo cual dispone de medios de atención especializados para brindar asesoría en la negociación de la energía y ofrecer soluciones energéticas orientadas a la eficiencia, sostenibilidad de las compañías y del planeta.

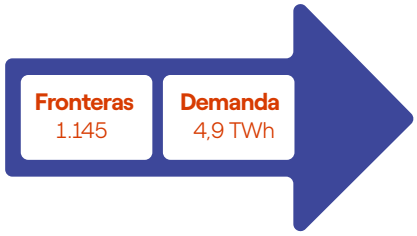
La demanda comercial del Mercado No Regulado atendida por Enel Colombia S.A. E.S.P. en 2024 fue de 4,9 TWh, equivalente a 19,5% de la demanda total nacional de este mercado, manteniendo a la Compañía como el primer comercializador de energía del Mercado No Regulado en el país.

Durante el 2024 se atendieron 1.145 fronteras (puntos de consumo) correspondientes a 427 clientes.

Demanda Mercado No Regulado Colombia

Cifras en TWh	2023	2024	Variación	
Mercado No Regulado	4,6	4,9	0,3	+6%

RESUMEN CLIENTES MERCADO NO REGULADO COLOMBIA



La demanda del Mercado No regulado de Enel Colombia se distribuyó en área oriental 57%, Caribe 20%, Suroccidental 11%, Nordeste 9% y Antioquia 3%.

Para el caso de Centro América, el Mercado No Regulado lo componen aquellos clientes finales que tienen desde 0,1 MW de demanda máxima de potencia. Enel atiende en este mercado a clientes del sector industrial y comercial principalmente, para lo cual dispone de medios de atención especializados para brindar asesoría en la negociación de la energía.

Durante este año, se atendieron 214 puntos de consumo en Panamá y 29 en Guatemala, correspondientes a un total de 102 clientes (75 en Panamá y 27 en Guatemala).

Demanda Mercado No Regulado Enel CAM

Cifras en TWh	Panamá	Guatemala
Mercado No Regulado	0,6	0,4

PLAN RELACIONAMIENTO Y ATENCIÓN AL CLIENTE COLOMBIA

Relación con Clientes

Durante el 2024, se reanudaron las actividades de acercamiento con los clientes, enfocándose en fortalecer las relaciones con los diversos aliados comerciales, en las cuales se destacaron actividades a nivel: deportivo, académico y experiencial de la mano de expertos.

Se potencializaron los espacios virtuales y presenciales con los clientes, a fin de profundizar temas técnicos y regulatorios de su interés, asegurando que la información entregada fuera relevante para la toma de decisiones a nivel energético y financiero en todas las industrias.

Igualmente, se realizaron capacitaciones en Bogotá, Cali, Barranquilla y Cartagena, en las que se abordaron temas sobre actualización del mercado, hidrología, eficiencia energética, y canales de atención, con una importante asistencia en cada convocatoria.

Cabe resaltar que, en el último trimestre, con el fin de generar un espacio de aprendizaje que a su vez generara valor al interior de las organizaciones, se realizó un curso virtual de la mano de la Universidad EAN, enfocado en la sostenibilidad organizacional, donde participaron más de 25 clientes empresariales de Colombia y CAM, los cuales al finalizar la formación recibieron certificaciones oficiales.

Con el fin de mejorar la experiencia de los clientes se continuó fortaleciendo los diferentes canales de experiencia, que se tienen disponibles tales como el sitio web, el *call center, WhatsApp Bussines*, redes sociales y el apoyo de los coordinadores comerciales. En estos canales los clientes lograron conocer información del mercado, verificar el desempeño del contrato, validar datos de facturación, realizar pagos, conocer el histórico de sus consumos, consultar matrices, hacer requerimientos, solicitar apoyo técnico, entre otros.

PLAN DE RELACIONAMIENTO CON EL CLIENTE



Call Center

Las líneas de atención exclusivas del Mercado No Regulado continúan garantizando una comunicación efectiva con los clientes. Respaldando tanto la gestión necesaria para que los operadores de red aseguren un servicio continuo a nivel nacional mediante el reporte de eventos relacionados con la calidad de energía, resolución de dudas y la canalización de solicitudes relacionadas con nuevos productos y servicios.

Actualmente, se ofrece atención a través de canal telefónico y de *WhatsApp*, siendo este último el más preferido por los clientes.

En términos de cobertura, se han gestionado más de 3.850 incidencias relacionadas con el servicio de energía, atendiendo a más de 1.100 fronteras comerciales en todo el país. En cuanto a estándares de calidad, se garantizaron altos niveles de eficiencia en la atención: el 95,7% de las llamadas entrantes fueron respondidas en menos de 20 segundos, mientras que el porcentaje de abandono se mantuvo por debajo del 3%.

Finalmente, para optimizar la trazabilidad y asegurar la calidad en la gestión de casos, se implementó el sistema CRM *Salesforce*. Este permite registrar de forma centralizada los reportes de fallas, requerimientos y solicitudes de los clientes, facilitando la consulta por parte del equipo comercial para garantizar un servicio ágil y eficiente.

Eventos y Capacitaciones

Con el propósito de compartir información relevante del negocio de comercialización de energía con los clientes, se desarrolló un plan de capacitación relacionado con:

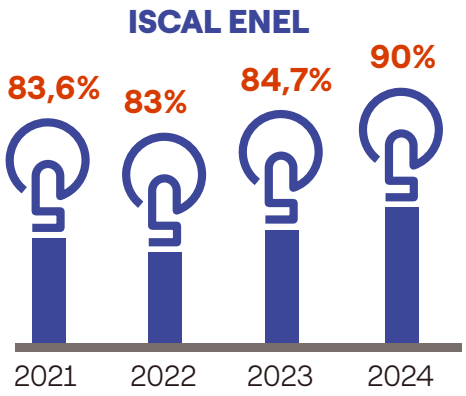
- Mercado y actualidad energética.
- Regulación y normas vigentes
- Eficiencias energéticas
- Perspectivas económicas
- Otros temas de actualidad

A cierre de 2024, más de 600 asistentes participaron en los eventos virtuales y presenciales que hacen parte del plan de relacionamiento a nivel nacional y CAM.

Satisfacción Clientes

La encuesta de satisfacción de *Energy & Commodity Management* mide la percepción de la experiencia de los clientes frente a la atención recibida, para focalizar esfuerzos y recursos en atender las necesidades de los clientes y mejorar su experiencia. Así, el Índice de Satisfacción de Calidad (ISCAL) para el año 2024, fue del 90%, aumentando 6 puntos porcentuales frente al año anterior, respaldando la propuesta de valor enfocada en mejorar los niveles de excelencia en los últimos años, siendo el ISCAL más alto en los últimos 5 años. El modelo de satisfacción de clientes evalúa aspectos de la relación comercial como: atención por parte de sus coordinadores comerciales, medios de comunicación, facturación, satisfacción con los servicios técnicos prestados, imagen y *call center*, entre otros.

EVOLUCIÓN ISCAL





PLAN RELACIONAMIENTO Y ATENCIÓN AL CLIENTE CENTRO AMÉRICA

Relación con Clientes

En 2024, el Servicio de Atención al Cliente se esforzó por innovar y ofrecer el máximo nivel de servicio y atención. Para Guatemala se trabajó con la plataforma *Metric*, herramienta de las empresas distribuidoras, que le permite a los clientes tener acceso a su medición en tiempo real.

Además, se continuó con la estrategia de crear relaciones personalizadas con los clientes mediante reuniones directas y trimestrales de seguimiento. Durante este periodo, el Servicio de Atención al Cliente se destacó por su nivel de asistencia y su compromiso con la excelencia en el servicio.

En Panamá y Guatemala, la atención a los Grandes Clientes es personalizada. Hay establecida un área dedicada a la atención proactiva de los clientes. Que adicionalmente supervisan las incidencias de los puntos de medición y en conjunto con el cliente y proveedor técnico las mismas son solventadas.

Así mismo, se mantiene una relación y atención proactiva de la cartera. Se continua con el monitoreo de las incidencias en los puntos de medición y se realizan reuniones de seguimiento las cuales son clave a la hora de generar negocios adicionales, adiciones de puntos de medición, proyectos de eficiencia energética o de energía solar.

Plataforma *Metric* – Guatemala

Toda nuestra cartera tiene el beneficio de cuando inicie el suministro, tener acceso a la plataforma que permite revisar su data de medición.

Eventos y Capacitaciones

En 2024, se implementó un plan estratégico de relacionamiento enfocado en fidelizar la cartera de clientes de Panamá y Guatemala, a través de actividades orientadas a la eficiencia energética, sostenibilidad y fortalecimiento de alianzas. Los principales logros incluyen:

- **Capacitaciones y Certificaciones:**
  - Certificación ISO 50001
  - Curso de Sostenibilidad Organizacional
- ***Webinars***:
  - Temas: "Estrategias de Sostenibilidad Rentable para un Futuro Verde" y "Plantas de Emergencia y Optimización de la Demanda".
- **Eventos de Relacionamiento:**
  - Enel Energy Day
  - Enel Trading Energético Regional

El plan permitió promover prácticas sostenibles y responder a las necesidades de los clientes, logrando un impacto positivo en la fidelización y satisfacción.

Satisfacción Clientes

En el 2024 se continuó con la medición de ISCAL y NPS. Además de medir el nivel de satisfacción luego de prestado servicio técnico por nuestros contratistas.

El TRI*M es un KPI que mide la fidelidad y nivel de satisfacción del cliente. La calificación del ISCAL para Panamá está en 88,2% lo que representa que nuestros clientes están satisfechos en los aspectos de relacionamiento comercial, eficiencia y resolución de problemas lo que nos posiciona como una empresa de fuertes relaciones comerciales y duraderas con sus clientes.

La calificación de nuestro equipo en Guatemala en atención al cliente es altamente sobresaliente con un 71 en el indicador de NPS de fidelización. Nuestra cartera de clientes considera que cumplimos con sus expectativas, trabajamos a favor de sus intereses y contribuimos positivamente a su negocio.

ESTRUCTURACIÓN NUEVOS PRODUCTOS COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

Certificados bonos de Carbono Colombia

Enel Colombia, siempre en busca de innovar y diversificar su oferta de servicios relacionados con la energía eléctrica y el gas, para satisfacer a clientes cada vez más exigentes, incursionó en el mercado de bonos de carbono en Colombia desde 2020. Logrando la certificación de las plantas hidroeléctricas: El Quimbo, Darío Valencia Samper, El Salto II, Tequendama y Guavio Menor, así como de la planta solar El Paso.

Los certificados de estas centrales son utilizados por clientes interesados en el mercado voluntario de carbono, para mitigar Gases de Efecto Invernadero (GEI) o para la no causación del impuesto al carbono en Colombia.

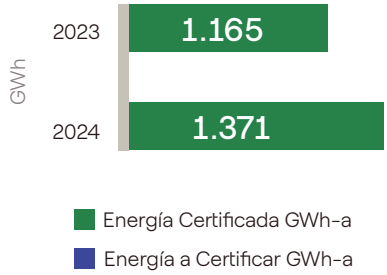
Durante 2024, la compañía emitió 1.125.980 bonos de carbono asociados a proyectos renovables del periodo 2022-2024.

Certificación Energía Renovable Colombia y Centroamérica

Dentro de su portafolio de productos, Enel Colombia ofrece a sus clientes una solución innovadora: los certificados IREC emitidos por *THE INTERNATIONAL REC STANDARD*. Estos certificados aseguran que la energía consumida durante un periodo específico proviene de fuentes no convencionales de energía renovable, añadiendo un valor distintivo y significativo a sus productos.

En 2024, Enel Colombia emitió certificados IREC a 101 clientes, representando un consumo de aproximadamente 1.371 GWh.

CERTIFICADOS IRECS EMITIDOS COLOMBIA



Fuente:Enel Colombia

En Centro América durante el 2024 se logró emitir un total de 308,081 Certificados IRECS distribuidos entre Panamá, Costa Rica y Guatemala.

Número de Certificados IRECs Emitidos Centroamérica

Panamá	144,672
Guatemala	162,799
Costa Rica	610



MERCADO DE DERIVADOS ENERGÉTICOS COLOMBIA

Enel Colombia participa en el mercado de derivados energéticos como parte de su estrategia para mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de los precios de energía en el mercado Spot.

En 2024, se liquidaron transacciones por 583,06 GWh de futuros de energía en la plataforma *Derivex*, de las cuales el 10,31% fueron realizadas por Enel Colombia, con un total de 60,12 GWh/año de energía transada.

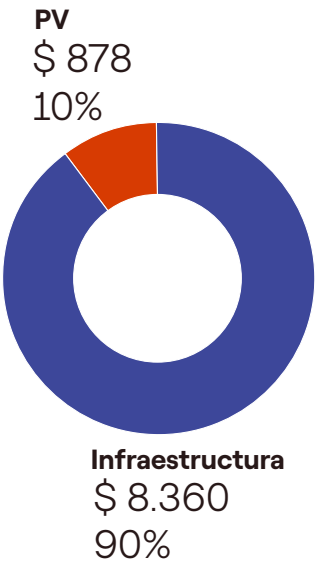
PRODUCTOS DE VALOR AGREGADO ENELX EN EL MERCADO NO REGULADO

En 2024, Enel Colombia se centró en potenciar la Oferta Comercial Integrada dirigida al mercado No Regulado alcanzando a un mayor número de clientes para que conocieran sus servicios y capacidades.

El objetivo planteado para el 2024 era generar 350 LEADS dentro de los clientes del Mercado No Regulado, meta que se superó gracias al contacto cercano que se tuvo con cada cliente y al acompañamiento en sus necesidades, lo que llevó a tener un total de 446 LEADS generados.

Durante el 2024, se realizaron ventas por un valor de $7.543 millones de pesos, enfocadas la mayoría en Proyectos de Infraestructura eléctrica y Proyectos fotovoltaicos (PV).

VENTAS POR SUBCATEGORÍA



Uno de los productos que mantuvo su posición en el mercado fue: demanda desconectable voluntaria, producto para el cual se crearon 177 oportunidades.

CARTERA COLOMBIA Y CENTRO AMÉRICA

En Colombia para 2024, se llevaron a cabo diferentes programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a la gestión de recaudo de los clientes, logrando mantener el índice de cobrabilidad del 99% sobre la cartera gestionable a corte de 31 de diciembre de 2024.

En cuanto al índice de cartera vencida consolidada del año, este cerro en 2,81% (Incluyendo cartera no gestionable, Ley de insolvencia e intervención), presentando una disminución del 19,37% frente al año 2023. Este índice de cartera consolidada disminuyó significativamente debido al castigo del total de la cartera del agente Electricaribe S.A. ESP en Liquidación, la cual ascendía a $98.990 millones y que se encontraba congelada por la toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos a esta Compañía desde el 14 de noviembre de 2016.

En Centro América para el 2024, también se llevaron a cabo diferentes programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a la gestión de recaudo de los clientes, logrando así obtener un índice de cobrabilidad del 96% sobre la cartera gestionable a corte de 31 de diciembre de 2024.

En cuanto al índice de cartera vencida gestionable (atrasos de más de 30 días) al cierre de 2024 asciende a 4%, presentando un aumento del 1.22% frente al año 2023 (2,78%).

La cartera vencida gestionable corresponde a 99% en Panamá y 1% en Guatemala; en Costa Rica el índice de recaudo se mantiene en 100% y no ha presentado cartera vencida.

MEDIDA COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

Medida Colombia

En 2024, con el objetivo de realizar la lectura remota, validación y reporte de las fronteras de generación, el mercado no regulado de energía y los clientes de gas, el Centro de Gestión de Medida de Enel Colombia (CGM) gestionó un total de 1.632 medidores con resultados exitosos. Esto permitió asegurar la calidad, oportunidad y confiabilidad de la información, agregando valor tanto a los clientes internos como externos (Ilustración 27). De esta manera, Enel continúa garantizando que las mediciones utilizadas sean exactas y confiables, desarrolladas de acuerdo con las capacidades tecnológicas actuales, en cumplimiento de la regulación vigente y alineadas con la promesa de valor del proceso.

INDICADORES DE CALIDAD



99,97%
Confiabilidad neta de Telemedida

Garantizar que la energía reportada a XM corresponda a la energía liquidada al cliente y conciliada con el operador de red.

Meta 99%



99,94%
Confiabilidad de Telemedida CGM

Garantizar que la energía reportada a XM corresponda a la energía medida inicialmente por el CGM.

Meta 98%



99,10%
Confiabilidad de la estimación de consumo

Garantizar que el consumo estimado de energía corresponde con la energía a liquidar a los clientes.

Meta 95%



99,20%
Energía Asegurada

La cantidad de energía que no está en riesgo de caer al mercado incumbente por incumplimiento del proceso de faltas.

Meta 95%

Para mantener la operación, Enel Colombia continúa trabajando en plan conjunto con las empresas colaboradoras, para atender las normalizaciones técnicas en los sistemas de medición. Este plan enfoca los esfuerzos en el cumplimiento integral del código de medida, abarcando la selección de equipos, el registro, la lectura y el reporte de consumos, así como la seguridad de la información y el mantenimiento periódico de los sistemas de medición.

Adicionalmente, se implementaron nuevas herramientas para la automatización de procesos y la analítica de datos, con el propósito de transformar los datos de la demanda e instrumentación de los equipos de medida para la toma de decisiones estratégicas y operativas tanto para los clientes como para la compañía. Esto incluyó la realización de lecturas intradiarias para aumentar la frecuencia de publicación de consumos a los clientes, optimizando los tiempos de operación de los procesos y generando valor a través de informes dinámicos. Estas iniciativas han impulsado mejoras en el control de la demanda y los sistemas de medición de los clientes.

Medición Centroamérica

En Panamá se gestionaron 214 puntos de medición de los cuales Enel es responsable de su restablecimiento una vez el CND notifica falla de comunicación, En el 2024 llegamos a un porcentaje de eficiencia de 90,93%.

En el caso de Guatemala trabajamos en coordinación con una empresa colaboradora para responder ante cualquier incidencia eléctrica de los clientes y asegurar el acompañamiento durante la respuesta de las empresas distribuidoras, Bien sea en caso de ausencia de servicio o en fallas de la infraestructura. El comportamiento de las incidencias para el 2024 se desarrolló de esta manera:

- 300 Emergencias (falta de suministro)
- 34 Servicios Técnicos (visita y asistencia técnica del colaborador)
- 76 Eventos Programados–(desconexión, verificaciones AMM- Distribuidor, mantenimientos, transportista)



GESTIÓN ENEL X–*MARKET*

En el 2024 la estrategia de Enel X y *Market* estuvo enfocada en 5 objetivos:

1. Reposicionar la cartera de negocios y activos, a través de un modelo integrado.
2. Crecer los resultados económicos maximizando la rentabilidad y la generación de caja a corto plazo, con procesos eficientes, eficaces y una asignación selectiva del capital.
3. Crear ofertas personalizadas y combinadas a partir de la energía, que generen valor al cliente, mayor consumo y margen.
4. Brindar experiencias memorables, apalancadas en el conocimiento del cliente, *Data Driven* y la solución ágil de sus necesidades para construir relaciones a largo plazo.
5. Fortalecer el cuidado de las personas, el compromiso por la vida y el medioambiente.

Por lo que nos complace presentar a continuación los hechos más destacados de la oferta de valor para nuestros clientes:

El segmento residencial (B2C), se enfocó en el fortalecimiento del portafolio actual de productos y servicios y la consolidación de nuevos modelos de negocio, la implementación del "*Customer Happinnes*" para mejorar la experiencia y la satisfacción de nuestros clientes, el despliegue estratégico para la reducción de reclamación, y la adquisición de nuevas herramientas tecnológicas para lograr eficiencias operacionales y reforzar la omnicanalidad con dos grandes frentes: digitalización y autogestión.

El segmento empresarial (B2B) la gestión se centró en la identificación y consolidación de relaciones comerciales con clientes estratégicos, con enfoque en aquellos segmentos con mayor potencial de crecimiento y alineados con nuestra oferta de soluciones energéticas, para apalancar el posicionamiento de proyectos eléctricos y fotovoltaicos. De igual forma, desarrollo de acciones para apalancar la satisfacción de los clientes por medio de modelos analíticos para anticiparse a las necesidades de los clientes, ofreciendo un servicio ágil que permita mejorar su experiencia y fortalecer su fidelización.

Desde el segmento Gobierno (B2G) los principales ejes de acción fueron, por una parte, el fortalecimiento de las relaciones con la UAESP para la gestión del alumbrado público en Bogotá, la modernización del Alumbrado Público en Bogotá y municipios de Cundinamarca, y la iluminación navideña con diseños eficientes y sostenibles. Por otra parte, la labor de relacionamiento comercial a nivel nacional para la expansión, renovación e integración de la movilidad eléctrica en el sector público, y para proyectos de *Architectural, Smart Lighting*, entre otros clústers.

Para finalizar, se continuo con el posicionamiento de la movilidad eléctrica ofreciendo el servicio de *Charging As a Service*, infraestructura pública y suministro e instalación de equipos de recarga. En lo referente al relacionamiento con clientes y marcas, fue un año en el que se fortaleció la relación con *stakeholders* claves, mejorando nuestra posición como protagonista en el escenario de la movilidad sostenible en el país.



CLIENTES COMERCIALES Y RESIDENCIALES (B2C)

En 2024, la gestión de *Business to Customers* (B2C) tuvo como frente fundamental de operación la estructuración, comercialización y posicionamiento del portafolio de productos y servicios de valor agregado, y la prestación de los servicios relacionados con atención de consultas, requerimientos y reclamaciones de los clientes residenciales en Bogotá y Cundinamarca. Estos dos frentes de trabajo estuvieron enmarcados hacia el "*Customer Happinnes*" en donde se desarrollaron iniciativas y proyectos con el fin de mejorar la experiencia y la satisfacción de nuestros clientes internos y externos. Por otro lado, fue de gran relevancia los procesos de contratación en los canales de atención.

Enel Colombia ofrece un portafolio de productos y servicios de valor agregado a los clientes residenciales, adicional al suministro de energía, aprovechando la factura como medio de recaudo y pago oportuno. Los productos de Enel X para los segmentos residencial y comercial se encuentran enmarcados en los siguientes grupos:

- **Servicios financieros:** Crédito Fácil Codensa.
- **Micro seguros:** Administración de pólizas vigentes de micro seguros.
- **Mantenimiento y reparación:** Comercialización de obras eléctricas y asistencias.
- **Pequeñas aplicaciones:** Enel X *Store* (plataforma de comercio electrónico).
- **Facturación de terceras partes:** Encargos de cobranza de aseo y otros productos.

Servicios Financieros

En el 2024, Enel Colombia S.A. ESP y Scotiabank Colpatria S.A continuaron ofreciendo productos y servicios financieros a través de Crédito Fácil Codensa, el cual ha permitido que los usuarios del servicio de energía del segmento B2C tengan la posibilidad de acceder al mercado financiero a través del otorgamiento de tarjetas de crédito y créditos personales.

Durante el año, se implementaron iniciativas que permitieron mejorar la experiencia de los clientes a través del lanzamiento de nuevos productos, la digitalización de procesos y el lanzamiento de la nueva estrategia comercial y de marca. Se destacan algunas iniciativas como:

- Nuevo concepto de la "Tarjeta de la Ciudad" para posicionar la marca en clientes actuales y potenciales, para lograr ser la mejor opción de financiación para los habitantes de Bogotá y alrededores. Facilitando el alcance de los clientes a los planes y actividades que dispone la ciudad, tales como: conciertos, eventos, transporte masivo y demás.
- Migración de las tarjetas de crédito a la franquicia VISA, con beneficios diferenciales y una imagen moderna y fresca. Asignación por nivel de ingresos según tipo de tarjeta: privada, clásica, gold y platinum.
- Nuevo producto de préstamos personales con fianza avalados con el Fondo de Garantías de Antioquia para nuevos segmentos de mercado, beneficiando a 1,3k clientes.
- Lanzamiento del portal web transaccional y la APP de Crédito Fácil Codensa con nuevas funcionalidades, como consulta de cupo, saldo y movimientos de las tarjetas de crédito. Alcanzando 70k clientes registrados en el portal web y 32k descargas de la APP.
- Descuentos y promociones con los principales aliados comerciales, con estrategias tales como el cash back que benefició a más de 20k clientes, campañas de aniversario, Club del Ahorro, campaña Págalo en 2 meses, entre otros.

Al finalizar el año, se cerró con cerca de 680 mil productos financieros que han beneficiado a los clientes que hacen parte de Crédito Fácil Codensa, a través de la bancarización y mejorando su calidad de vida, con una cartera total de 1,5 billones de pesos.

Servicios Para El Hogar (*E-Home*)

Microseguros

En el 2024, se continuó con la administración de los microseguros como una alternativa para los clientes y usuarios de energía, de manera especial para aquellos de bajos ingresos o con acceso limitado a servicios financieros, permitiéndoles acceder a un producto con respaldo económico para cubrir riesgos específicos

asociados a eventos como muerte, accidentes, enfermedades y desastres naturales. Este tipo de producto se caracteriza por tener primas pequeñas mensualizadas que se pagan a través de la factura de energía. De esta manera, los clientes pueden tener la tranquilidad y el respaldo que Enel Colombia y empresas aseguradoras, como Zurich de Colombia, ofrecen a través de su amplia y conocida trayectoria.

Asistencias

Las asistencias son una alternativa para los clientes y usuarios de energía, permitiéndoles acceder a un producto con servicios prestacionales para cubrir riesgos específicos asociados a eventos como muerte, enfermedades y eventos imprevistos en el hogar.

Durante el 2024 se continuó con la consolidación del modelo de negocio para los productos de asistencia, con una relación contractual directa entre el cliente y Enel X y el control del 100% de la cadena de valor para los procesos de preventa, venta y postventa, lo que permitió mantener una base de clientes activos de casi 500 mil. Además, se lanzó un nuevo producto dentro de la categoría: la asistencia de Protección Luz 360 + Asistencia Celular.

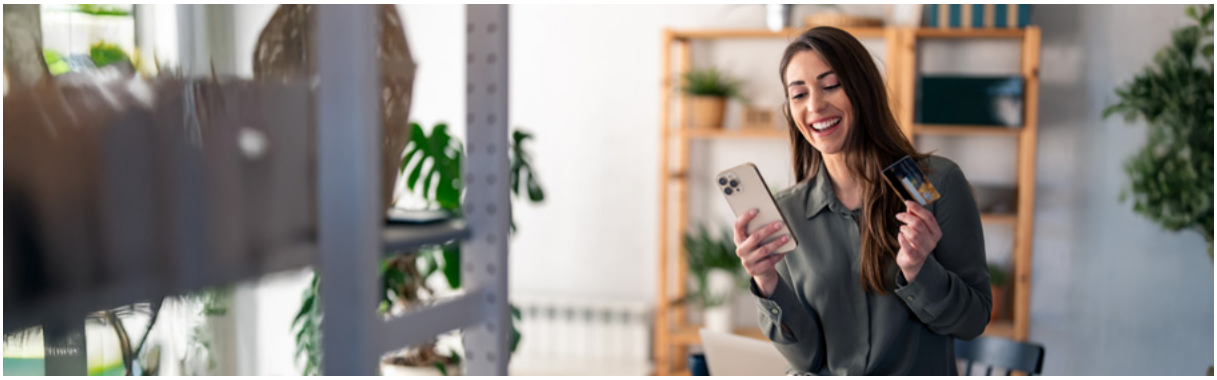
Adicionalmente, las asistencias propias lograron mayor impacto en el mercado con los productos Funeral 360, Doctor 360 y protección hogar con los socios AXA Assistance Colombia y CHUBB Colombia.

Obras Eléctricas

El portafolio de servicios en obras eléctricas contiene productos como aumento de carga, traslado de medidor, independización de cuentas, adecuaciones eléctricas internas, remodelación de cuarto de medidores de energía, cuenta nueva y provisional de obra.

Se trabajó en la consolidación y el fortalecimiento del modelo de negocio para garantizar el control de la cadena de valor y trasladar las eficiencias de la estructura de costos de Enel Colombia a los clientes, mejorando la oportunidad del servicio y los precios finales.





Enel X *Store*

Enel X *Store* es una tienda en línea que ofrece soluciones innovadoras a partir de una estrategia orientada hacia la sostenibilidad, eficiencia energética, innovación y seguridad, generando cercanía con los clientes.

Este canal es responsable de potencializar las ventas digitales de *retail*, suscripciones y asistencias de los productos emblemáticos, así como el desarrollo de categorías alineadas con el *core* del negocio, a través de estrategias digitales, de conocimiento del cliente y de experiencia de usuario, para ser competitivos frente a la competencia y relevantes para el cliente. En 2024 se resalta:

- Iniciativas digitales, como campañas de anuncios de búsquedas en Google, para mejorar la eficiencia y reducir el costo del servicio de la operación.
- Campaña de comunicación 360°, que permitió posicionar el canal, dar a conocer la tienda y generar conversión a canales digitales.

Facturación a Terceras Partes

Aseo

Durante el 2024 se dio continuidad a la facturación conjunta del servicio público de aseo con 26 operadores activos. Se incorporaron 7 operadores nuevos de los municipios de: Anapoima, Fusagasugá (EMERFUSA), Sibaté, Chinauta, Flandes (ESPUFLAN), Siquima y Pacho. Se tuvo cerca de 1.835.500 clientes promedio mes, un crecimiento de 2,7% respecto al año anterior y cuyo monto promedio facturado ascendiente a más de $84,8 Mil Millones al mes.

Encargos de cobranza

Este servicio permite a los clientes pagar suscripciones de productos y servicios por medio de la factura del servicio público de energía. Estos servicios corresponden a las alianzas comerciales que Enel establece con socios de negocios. Las alianzas vigentes en 2024 fueron: Casa Editorial El Tiempo, Digiway, IPS Todos, Engygas y Unicef.

Otro servicio anexo a los encargos de cobranza son los insertos publicitarios a través de la factura (cuponera), la cual consiste en la inserción de publicidad a través de volantes que van dentro del bolsillo de la factura. Durante el 2024 se colocaron en el mercado más de 16 millones de insertos, logrando llegar a más hogares con información comercial importante de productos y aliados.

CLIENTES SEGMENTO EMPRESARIAL BUSINESS-TO-BUSINESS (B2B)

Marketing

Segmentación del mercado:

En 2024, se implementó un modelo de segmentación dinámico que incorporó diversas variables, como factores económicos y demográficos, así como variables eléctricas como el consumo, entre otras. Este enfoque permitió identificar un total de 1.904 empresas con un



alto potencial para fortalecer nuestro relacionamiento. Se trabajó durante el año para intensificar los lazos con estas empresas, desarrollando estrategias personalizadas que respondieran a sus necesidades específicas. Este modelo contribuyó significativamente a mejorar la calidad de las relaciones comerciales y fortalecer nuestra posición en el mercado.

Relacionamiento:

Durante el año, los esfuerzos se centraron en fortalecer las relaciones con diversos públicos a través de eventos y actividades diseñadas para fomentar la interacción, el aprendizaje y el fortalecimiento de la marca. En este sentido, la estrategia de relacionamiento ha incluido tanto eventos presenciales como virtuales, permitiendo alcanzar a diferentes segmentos de audiencia.

Se llevaron a cabo cinco eventos presenciales que fueron clave para establecer un contacto directo y cercano con nuestros clientes y otros grupos de interés. Estos encuentros, brindaron la oportunidad de compartir conocimientos, presentar nuestros productos y servicios, y crear un espacio de *networking*.

Además, para adaptarnos a las nuevas tendencias digitales y llegar a una audiencia más amplia, se organizaron tres *webinars*, los cuales permitieron un acceso flexible y global a nuestros contenidos, ofreciendo a los participantes la posibilidad de aprender sobre temas especializados, interactuar con expertos y resolver dudas en tiempo real, todo desde la comodidad de su hogar u oficina.

La combinación de eventos presenciales y virtuales ha sido fundamental para mantener un contacto constante con nuestro público clave, asegurando un posicionamiento sólido en el mercado, el incremento de la visibilidad de la marca y el fortalecimiento de las relaciones comerciales. La integración de ambos formatos ha permitido adaptarnos a los desafíos del entorno, manteniendo la calidad de la comunicación y el valor del contenido proporcionado.

Marketing y comunicación digital:

En 2024, se realizaron más de 70 publicaciones en redes sociales como *LinkedIn*, *Instagram* y *Facebook*, con el objetivo de aumentar nuestra visibilidad y conectar con nuestra audiencia. Esta estrategia dio como resultado un incremento del 18% en las visitas al sitio web y un aumento del 104% en el promedio de visitas a las publicaciones, lo que refleja un mayor *engagement* y una expansión del alcance digital de la marca. Estos logros han fortalecido nuestra presencia en línea y mejorado la interacción con nuestros seguidores.

Ventas, Ingeniería y Obras

Ventas:

En 2024, la gestión se centró en la identificación y consolidación de relaciones comerciales con clientes estratégicos, con enfoque en aquellos segmentos con mayor potencial de crecimiento y alineados con nuestra oferta de soluciones energéticas.

Uno de los hitos más importantes fue la venta de un aumento de carga de 3.2 MW a Tubosa, concretada con el apoyo de la financiación del Banco Davivienda, lo que no solo nos permitió fortalecer nuestra relación con este cliente, sino también abrir nuevos caminos para futuras oportunidades de negocio.

En cuanto a las ventas destacadas de este año, se encuentran clientes como Vanti, con varios proyectos que consolidan nuestra relación a largo plazo con este cliente, al igual que con Frontera Energy Colombia Corp Sucursal C, Parque Salitre Mágico, Emergente Cold Colombia SAS, Cencosud Colombia S.A., Zona Franca Bogotá, Walter Carnes Frías y Procesados Ltda, y Primoris Colombia SAS. Cada uno de estos clientes representan proyectos que abarcan desde infraestructura eléctrica, hasta generación fotovoltaica y Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), reflejando la amplitud y flexibilidad de nuestro portafolio.

El sector constructor sigue siendo un pilar estratégico, se logró consolidar acuerdos con actores clave como Marval, Constructora Sestral, Urbanizadora Santa Fe de Bogotá y Amarilo e Ingeurbe. Con Constructora Marval se participó en el desarrollo de un megaproyecto de urbanismos con alumbrado público en Tresquebradas Usme y en los urbanismos exteriores de La Salle-Usaquén, proyectos que consolidaron nuestra presencia en grandes obras de infraestructura.

Otro de los grandes logros de este año fue la venta de un traslado de la subestación del Hotel Irotama en Santa Marta.

Se destaca como una venta significativa en nuestra línea de negocio de soluciones fotovoltaicas la firma del contrato con Industrias y Confecciones Inducon SAS para un proyecto fotovoltaico de 0,76 MW. Adicionalmente, Frontera Energy fue otro de nuestros clientes clave con quien cerramos un contrato de mantenimiento para la planta de generación fotovoltaica.

Ingeniería y obras:

Infraestructura Eléctrica: Se finalizaron 251 proyectos del segmento empresarial, de los cuales 141 son por boletines pagos y 110 por obras eléctricas. Entre los principales clientes están: Vanti, Marval, Zona Franca de Occidente.



Infraestructura Fotovoltaica:

Proyecto Cosenit: Replanteamiento del alcance del proyecto para la construcción y puesta en marcha de 10 sistemas fotovoltaicos de autogeneración para 8 importantes empresas colombianas, con una potencia total de 31,7 MWp y con una producción de energía estimada en 40.658 MWh año, energía suficiente para abastecer a más de 33.000 hogares que consuman 100 kWh/mes.

En el 2024, entraron en operación las plantas fotovoltaicas Central Cervecera (3,5 MWp), Corona Sopó (6 MWp) y Postobón Bogotá (2 MWp).

Demanda Desconectable en Colombia (DDV): Durante el 2024 se dio respaldo a 9 generadores, durante 197 días en el año. Los principales indicadores corresponden a *MW Offered y MW Sold (New+Renewals)*, el primero asociado a la capacidad en megavatios para dar respaldo a los generadores, el segundo a la agregación de demanda a través de nuevos clientes y las renovaciones de contratos actuales en Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).

En el 2024, el cumplimiento del KPI de *MW Offered* alcanzó el 23%, un resultado inferior a la meta establecida. Este desempeño se explica principalmente por las condiciones climáticas adversas que marcaron el año. Durante el primer trimestre de 2024 y debido al fenómeno del Niño, no hubo solicitudes de respaldos por parte de los generadores, debido a que en ese momento tuvieron que generar y cumplir con las Obligaciones de Energía Firme (OEF). Aunque se esperaba que los embalses comenzaran su recuperación tras los efectos de El Niño, esta situación no se materializó. Como resultado, los precios de la Bolsa permanecieron elevados durante el resto del año, lo que generó incertidumbre y resistencia en los clientes para participar en el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).



En contraste, el KPI de *MW Sold* logró el 100% de cumplimiento de la meta para 2024. De este total, el 77% correspondió a la renovación de contratos existentes, mientras que el 23% restante se atribuyó a la agregación de energía con nuevos clientes.

La agregación de nueva energía alcanzó un total de 17 MW, de los cuales el 81% provino de clientes del *commodity*, fortaleciendo nuestra estrategia de oferta integral. Este logro refleja el compromiso continuo de la compañía en expandir su base de clientes y consolidar su posicionamiento en el mercado energético, incluso frente a desafíos climáticos y económicos significativos.

Mecanismo Transitorio de Reducción de Demanda (RD): En el 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) implementó un programa para fomentar la participación activa de la demanda en la bolsa de energía, a través del mecanismo transitorio de reducción de demanda. Este fue establecido mediante las Resoluciones CREG 101 043 y 101 054 de 2024, como respuesta a las condiciones hidrológicas adversas que afectaron al país y ante la necesidad de mitigar los riesgos de desabastecimiento o interrupciones en el servicio de energía eléctrica.

Gracias a este mecanismo, logramos presentar ofertas de reducción de energía por un total de 1.923 MWh, alcanzando una reducción efectiva del 57%, consolidando el compromiso de la compañía con la participación y el fomento de nuevos programas de respuesta de la demanda, tanto en condiciones estables como en escenarios críticos.

CLIENTES DEL SEGMENTO DE GOBIERNO (B2G)

Enel Colombia apoya la descarbonización y electrificación de las ciudades a través de la movilidad eléctrica masiva, liderando la construcción y puesta en operación de electro terminales y buses eléctricos con tecnologías de punta, que aporten a mejorar la calidad del aire reduciendo la emisión de CO_2, así como a la modernización del alumbrado público en Bogotá y Cundinamarca.

Buses Eléctricos

Durante el año 2024, se finalizó la implementación de seis nuevos puntos públicos de recarga vehicular en lugares estratégicos de Bogotá, con un total de 15 cargadores, para satisfacer la creciente demanda de vehículos eléctricos.

Por otra parte, se puso en marcha un contrato de suministro de energía por cinco años para el cable de Ciudad Bolívar – 12.000 MWH *Full Life*; y se continuó fortaleciendo relaciones comerciales clave en diversas regiones del país, colaborando estrechamente con las administraciones locales y operadores de transporte público en ciudades como Cali, Montería, Barranquilla, Medellín y Pereira, apoyando los planes de renovación e integración de flotas de transporte sostenible. A nivel nacional, se presentó a varias entidades gubernamentales proyectos de infraestructura eléctrica para impulsar la expansión de la red de carga vehicular por el país, principalmente en la región costera.

Adicional, se ejecutaron de manera continua los planes de mantenimiento preventivo y correctivo en las seis electroterminales operativas, asegurando el óptimo funcionamiento de los 878 buses y los 412 cargadores instalados, contribuyendo al mejoramiento y la calidad del servicio.



Alumbrado Público en Bogotá y Cundinamarca

Gestión en Distrito Bogotá

En el año 2024, se continuó fortaleciendo el relacionamiento con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), con foco en la consolidación de actividades propias del convenio interadministrativo vigente. A continuación, los principales avances en la gestión del alumbrado público para la ciudad de Bogotá:

- Se garantizó la continuidad en la prestación del servicio de alumbrado público, asegurando que la ciudad disponga de un sistema eficiente y funcional.
- Se avanzó en la incorporación de tecnología de telegestión en el parque lumínico, optimizando la operación y el mantenimiento del sistema.
- Se fortalecieron los canales de atención al usuario, facilitando las consultas relacionadas con el servicio.
- Se realizaron campañas de divulgación destacando los beneficios del alumbrado público y promoviendo el uso de los canales de atención.



Por otra parte, se formalizó la Adición No. 1 al Convenio Interadministrativo No. 766 de 1997, que incluye entre otros la incorporación del procedimiento de reposición, modernización y expansión de la infraestructura de alumbrado público de propiedad del Distrito.

Adicionalmente, se lograron avances significativos en la negociación del proyecto de iluminación funcional de la Plaza de Bolívar, que contempla la iluminación de las fachadas y la plaza principal de Bogotá. Esto marca un hito en la iluminación arquitectónica de la capital.

El 2024 representó un año de consolidación en la gestión del alumbrado público en Bogotá, donde se lograron avances importantes en tecnología, atención al usuario y nuevos proyectos que contribuyen al desarrollo urbano de la ciudad.

Gestión Comercial Nacional y Cundinamarca

Durante el año 2024 y como parte del Plan Anual de Adquisiciones, se gestionaron y se participó en diversos proyectos de licitación a nivel nacional. Como resultado de esta gestión, 4 proyectos fueron adjudicados a Enel Colombia; relacionados al clúster de *Smart Lighting* en los municipios de Soacha, Simijaca y Zipacón, y para la gestión de mantenimiento de 1.300 puntos lumínicos.

A través de una gestión comercial proactiva y enfocada en el largo plazo, se consolidaron relaciones estratégicas con las alcaldías y secretarías de gobierno, servicios públicos e infraestructura, así como con las empresas industriales y comerciales del estado que funcionan como gestores de servicios y vehículos contractuales de forma directa, bajo el régimen de contratación público-privado, en las ciudades de Cartagena, Santa Marta, Valledupar, La Guajira, Bucaramanga, Pereira, Girardot y Soacha. Gracias a esa gestión, se logró la venta de proyectos de *Architectural* y *Smart Lighting*, posicionando a nuestra empresa como un referente en el sector energético.

Además, en el municipio de Soacha, se firmaron contratos para el mantenimiento del alumbrado público y gestión de 21 mil puntos lumínicos.

Prórroga y mantenimiento de Contratos de Alumbrado Público en Cundinamarca

Como parte de la estrategia de consolidación en el relacionamiento con municipios en Cundinamarca, se mantuvieron 29 contratos vigentes con un total de 25,416 puntos lumínicos donde garantizamos seguir prestando nuestros servicios, contribuyendo con la modernización de los municipios y mejorando la calidad de vida de sus habitantes.

Durante 2024 se renovaron con éxito 16 contratos que tenían vencimiento en este periodo y se aseguró la continuidad de un total de 6,776 puntos lumínicos.

Con estos avances, fortalecemos nuestro compromiso con el desarrollo sostenible y la innovación en la infraestructura urbana en los municipios de Cundinamarca, posicionándonos como socios estratégicos en la mejora de las ciudades.



Modernización LED en Bogotá y actualización CMH en Municipios

Dentro del proyecto de modernización de luminarias a tecnología LED del alumbrado público de la Alcaldía Mayor de Bogotá que viene ejecutando Enel desde hace varios años, en coordinación con la UAESP, a cierre de 2024 se tienen 256.833 luminarias LED de un total de 362.639 luminarias; durante 2024 se continuó y finalizó la **instalación de más de 8.500 luminarias en diferentes vías principales, secundarias, ciclorutas y parques de la ciudad de Bogotá;** gracias a ello estas zonas cuentan con espacios mejor iluminados, que ofrecen *confort* visual y seguridad vial para la ciudadanía.

Por su parte, a nivel de Cundinamarca y gracias a la labor comercial, se logró la firma de otrosíes a los contratos con los Municipios de La Palma, Caparrapí, San Bernardo y Zipacón, lo cual viabilizó y permitió actualizar a tecnología CHM (Halogenuro metálico) más de 1.860 luminarias en estos cuatro municipios. Estos proyectos reflejan el compromiso de Enel Colombia por construir una relación duradera y sostenible con los municipios, para transformar positivamente la calidad de vida para sus habitantes y contribuir al desarrollo de las comunidades.

Expansiones y proyectos de Alumbrado Público en Bogotá y Cundinamarca

Durante el año 2024 se realizaron más de 1.150 expansiones en las 20 localidades de Bogotá y se instalaron más de 878 luminarias LED en proyectos nuevos como vías de la ciudad desarrollados por el IDU (Instituto de Desarrollo Urbano) como: Av. Guayacanes, Av. Laureano, Calle 116, Zona Rosa, Troncal Caracas, Av. Boyacá Cl 170 a Cl 183, entre otras. De igual manera, se intervinieron cuatro municipios de Cundinamarca (Sesquilé, Sibaté, Topaipí y Tausa), con la instalación de 107 luminarias.

Con esto, se logró aumentar la cobertura del sistema de Alumbrado Público que garantiza calidad de vida para los diferentes usuarios de Bogotá y la región.

Infraestructura Eléctrica

En el año 2024 se realizaron 127 proyectos de infraestructura eléctrica asociados a diferentes entidades públicas en la ciudad de Bogotá.

Nuestros clientes más destacados: Secretaría de Educación, Secretaría de Integración Social, Instituto Distrital de Recreación y Deporte–IDRD, Instituto de Desarrollo Urbano–IDU, Instituto Distrital de las Artes–IDARTES, Metrolínea 1 y algunos municipios de Cundinamarca.

Iluminación Arquitectónica

Ruta de la Navidad 2024 – Bogotá y Soacha

Un equipo de cerca de 200 trabajadores de Enel X realizó desde los diseños hasta el montaje y la ejecución de todo el alumbrado navideño, que incluyó más de 1000 elementos decorativos de 2 y 3 dimensiones, distribuidos por la ciudad. A estos se sumaron más de 12 km de manguera LED y aproximadamente 64 km de extensiones de mini LED, las cuales son 100% energéticamente eficientes, consumen menos energía y tienen mayor luminosidad.

La Ruta contó con más de 36 sectores iluminados entre Bogotá y los sectores aliados, sin contar los sectores de la agenda cultural y de entretenimiento que tiene la administración distrital por toda la ciudad. En el corredor de iluminación y actividades en el centro de la ciudad, se iluminaron zonas tradicionales como la Plaza de Bolívar, Plazoleta Santander, Plazoleta de las nieves y las fachadas del Palacio de Liévano, Capitolio y Palacio de justicia, entre otros. Además, se iluminaron estos proyectos aliados de la ruta:

- Lotería de Cundinamarca: iluminación navideña sobre la Carrera 30.
- C.C. Unicentro Bogotá, que contó con la temática "Un cuento de Navidad".
- Brilla "4 elementos".

Todos nuestros montajes lumínicos se caracterizaron por un diseño eficiente y sostenible, reforzando nuestro compromiso con el cuidado del medio ambiente y la optimización de recursos, haciendo de esta temporada navideña una celebración responsable y consciente.

En el marco de la Ruta de la Navidad también se contó con el apoyo de la Secretaría de Cultura y aliados, con una variedad de eventos gratuitos organizados por la administración distrital, diseñados para brindar comodidad y disfrute a los asistentes del corredor central. Entre los destacados, se encuentran el impresionante show de iluminación inmersiva en la Catedral Primada de Bogotá y el fascinante espectáculo artístico e histriónico en la Plaza La Santamaría.





Por otra parte, también se firmó el contrato de alumbrado navideño 2024 con el Municipio de Soacha. Éste se iluminó desde su entrada por la carrera 7ma hasta su plaza principal, se implementó tecnología de iluminación mapeada para la iglesia del parque principal, y se desarrolló una experiencia de Espectáculo laser temático en el Salto del Tequendama. Con este show mágico y gratuito, que fue de gran impacto para el municipio ya que atrajo a turistas y residentes, se vio brillar en la noche con su caída de agua de más de 157 metros a una de las maravillas naturales de Colombia y patrimonio ecológico del país.



Otros proyectos de iluminación navideña

Se realizó el diseño y la ejecución de iluminación navideña para Presidencia de la República.

Además, se logró reinterpretar la participación en el modelo de negocio de iluminación por boletería en Brilla, un punto de la ruta de la Navidad ubicado junto al Estadio El Campín, en donde se realizó un proyecto inmersivo de iluminación.



CLIENTES MOVILIDAD ELÉCTRICA

El 2024 fue un año importante para el negocio de movilidad eléctrica, para el cual se generaron importantes hitos en los diferentes segmentos de clientes de interés.

En cuanto a la generación de leads, se realizó un webinar en formato híbrido que contó con la asistencia de clientes estratégicos con interés en movilidad eléctrica; de igual forma se realizó un evento para colegios, con el fin de presentarles nuestros modelos de negocio y explorar la necesidad real de estos clientes en una movilidad sostenible que contribuya a mejorar la calidad de vida de sus estudiantes.

Participamos en el Encuentro de Movilidad Eléctrica que se realizó por segundo año consecutivo en Bogotá, el cual contó con los principales *stakeholders* de movilidad como marcas importadoras de vehículos eléctricos, la academia, Gobierno, compañías financiadoras de vehículos eléctricos, entre otros. Se participó en espacios relevantes para el negocio, como Latam *Mobility*, el Salón del Automóvil, así como otros organizados por las principales entidades de Bogotá, en donde además de generar posicionamiento de marca, se lograron importantes ventas y acuerdos con las principales marcas importadoras de vehículos eléctricos.

Suministro e instalación equipos de recarga

Se suministraron 3 GwH de energía mediante las ventas de 1.438 equipos de recarga para los diferentes segmentos de clientes, y 371 instalaciones de cargadores AC en hogares y DC para empresas a nivel nacional. De igual forma, se siguieron consolidando alianzas con los distribuidores locales de marcas como, Mercedes, General Motors, Auteco Mobility, Volvo y BMW, para el suministro e instalación de equipos de recarga, lo cual apalancó las ventas del año incrementando así nuestro *Market Share* por este negocio.

Charging as a Service

Durante el 2024 se suministraron 1,66 GwH de energía, a través de nuestras estaciones de recarga propia y las de La Rolita. Se ofrecieron estos servicios a compañías como, VEMO, AS Transportes, Banco Agrario, Coltabaco, TEA, Pasar Express, Conalca, Transporte Multimodal, Cabify, entre otras.

Infraestructura pública

Se hicieron instalaciones de recarga pública en el Centro Comercial Fontanar y la repotenciación de una estación de recarga en el Centro Comercial Unicentro, en alianza con BMW Autogermana; lo anterior para continuar con nuestro compromiso con la sostenibilidad y seguir ampliando la infraestructura de recarga pública de la ciudad.

Durante el 2024 finalizó la instalación de los puntos de recarga publica de La Rolita, llegando así a 6 puntos en ubicaciones estratégicas y de conveniencia en Bogotá.

Piloto de taxis eléctricos en Bogotá

Una vez finalizado el piloto, la estación de Salitre está disponible para los taxistas con cobro por el servicio de recarga eléctrica.



INNOVACIÓN ENELX Y *MARKET*

Proyecto Piloto: QR Fácil y Dinámico

Para atender las reclamaciones sobre la comprensión del consumo y valor facturado en las facturas de energía, se exploró una experiencia innovadora basada en tecnología de realidad aumentada. Esta solución busca explicar de manera simple y clara las facturas de energía, facilitando su comprensión y mejorando la interacción con los clientes de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Proyecto Piloto: Automatización OT UAESP

En respuesta a la necesidad de optimizar el proceso manual de validación de órdenes de trabajo para la expansión del alumbrado público, se trabajó en la exploración y planeación de la automatización del proceso. Este esfuerzo incluyó la evaluación de dos plataformas tecnológicas, con el objetivo de reducir tiempos y costos operativos en el futuro.

Proyecto Piloto: Conduce Seguro

Con el objetivo de asegurar el cumplimiento del Plan Estratégico de Seguridad Vial (PESV) y prevenir accidentes ocasionados por prácticas inadecuadas, se realizó un testeo de 5 meses de una plataforma de monitoreo de hábitos de conducción. Este sistema facilitó la verificación de la inspección preoperacional de los vehículos, permitió un análisis detallado de los hábitos de conducción y generó reportes en tiempo real con evidencia precisa. Además, se entregaron estadísticas comparativas que ayudaron a identificar áreas de mejora y a realizar ajustes periódicos en los procesos.

Proyecto Piloto: Competencias Básicas HSEQ

Con el objetivo de fortalecer las competencias técnicas en áreas clave como salud, seguridad, medio ambiente y calidad, tanto para la fuerza comercial de Enel X como para las empresas contratistas, se realizaron pruebas de dos aplicaciones educativas que empleaban tecnología de gamificación. Estas aplicaciones permitieron una capacitación asincrónica, brindando a los gestores de contratos la posibilidad de acceder a la información necesaria para ejecutar sus labores de forma segura y autónoma, abordando temas como Seguridad Vial, Trabajo Seguro en Alturas y Seguridad Eléctrica.

COMUNICACIONES COMERCIALES ENELX Y *MARKET*

Durante el 2024, se llevaron a cabo diversas iniciativas orientadas al posicionamiento de la marca Enel X y al despliegue de los procesos desarrollados por *Market* y el servicio de energía. Estas acciones fueron implementadas con el propósito de fortalecer las relaciones con los clientes residenciales, empresariales y gubernamentales. En este marco, se diseñaron e implementaron estrategias de comunicación integrales, enfocadas en reforzar la afinidad y cercanía entre los clientes y las marcas Enel y Enel X. De este modo, se procuró simplificar las relaciones comerciales y generar un mayor nivel de confianza en los usuarios respecto a los servicios y productos ofrecidos.

El reto de comunicar la facturación electrónica de energía

En cumplimiento con el requisito establecido por la DIAN (Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales) para la implementación de la facturación electrónica, se desarrolló una estrategia de comunicación integral con el objetivo de garantizar que los usuarios recibieran información clara y precisa sobre el proceso de transición en Enel. A través de un plan de comunicación 360°, se ofreció orientación sobre cómo realizar el registro, las facilidades de acceso al nuevo sistema y los beneficios que los usuarios podrían obtener con esta transición.

El plan de comunicación se implementó a través de canales digitales propios, con amplificación segmentada y comunicados de prensa, y se estructuró en dos fases. La primera fase, realizada antes de la implementación de la facturación electrónica, se centró en proporcionar contenido pedagógico y guiar a los usuarios en el proceso de registro para acceder al nuevo sistema. La segunda fase se enfocó en resaltar los beneficios de adoptar la facturación electrónica, al tiempo que se incentivó a los usuarios a realizar el registro y actualizar sus datos en el sistema de la Compañía.



Publicidad y Contenidos pagos

Este año, se lideraron dos proyectos clave alineados con los objetivos de comunicación comercial: el desarrollo del plan de pedagogía sobre energía y satisfacción del cliente, y la ejecución de la campaña de posicionamiento de la marca Enel X.

El plan de pedagogía sobre energía y satisfacción del cliente se centró en desarrollar una estrategia integral que reforzara las acciones de comunicación en torno a cuatro temas clave: tarifa, factura, uso eficiente de la energía y canales digitales. Estos temas, de gran relevancia para los usuarios, tienen un alto impacto en la satisfacción de los clientes de energía de Enel, por lo que requieren una comunicación clara y efectiva que aborde sus inquietudes y necesidades, identificadas a través de los diversos canales de Atención al Cliente de la Compañía. El despliegue del plan se llevó a cabo en el segundo semestre del año, utilizando medios tradicionales y colaborando con influenciadores digitales. Esta estrategia permitió alcanzar resultados significativos en todos los frentes de comunicación, con 30.081.190 impresiones digitales, 46 salidas en TV, 354 en radio, 1.140 personas impactadas por acciones BTL y cobertura en 48 barrios.

Por tercer año consecutivo, se llevó a cabo la campaña sombrilla de posicionamiento, cuyo objetivo principal fue fortalecer el reconocimiento de las marcas Enel X y Enel, así como generar una mayor conexión con los clientes desde una perspectiva experiencial, más allá de la comunicación estrictamente comercial. La campaña buscó establecer una plataforma de comunicación más directa y auténtica, integrando la vida cotidiana de las personas y destacando cómo el servicio de energía que ofrece Enel es un componente esencial de su día a día. Para ello, se abordaron tres temáticas clave: energía como servicio, movilidad eléctrica y alumbrado público. Como parte de esta estrategia, se desarrollaron diversas activaciones en espacios de Bogotá y Cundinamarca. La campaña, que tuvo un enfoque 100% digital, se ejecutó a través de publicidad automatizada (programática) y plataformas sociales de alto alcance, logrando un reach del 79,5%

A lo largo del año, se llevaron a cabo más de 10 campañas publicitarias en medios digitales, publicidad automatizada (programática) y radio, además de otras acciones que alcanzaron televisión local, publicidad exterior e insertos en las facturas de energía. Entre las principales campañas, se incluyeron aquellas enfocadas en promover los diferentes canales digitales de Atención al Cliente, así como las relacionadas con los métodos de pago digitales y el uso del botón PSE como canales transaccionales seguros. Para Enel X, se destacaron las campañas dirigidas a los canales de atención para el alumbrado público, la oferta de valor en movilidad eléctrica, las adecuaciones eléctricas y las asistencias Enel X.

Comunicación digital

Durante este año, Enel X logró avances significativos en su presencia digital y en el fortalecimiento de sus activos digitales, como parte de la estrategia integral de posicionamiento de la marca. En redes sociales, Facebook experimentó un incremento tanto en el número de seguidores como en el porcentaje de *engagement*, que aumentó un 66,5% respecto a 2023, lo que resultó en una mayor interacción con los contenidos. En Instagram, el número de seguidores se duplicó, y la tasa de *engagement* creció un 100% en comparación con el año anterior. En LinkedIn, se registraron incrementos en el número de seguidores, el alcance y las interacciones.

Adicionalmente, la página web (www.enelx.com/co/es/) experimentó un crecimiento del 19,3% en visitas en relación con 2023. Asimismo, el tiempo promedio de permanencia en el sitio aumentó un 4%, lo que refleja el interés en el contenido ofrecido a los visitantes. En términos de tráfico orgánico, que se refiere a los visitantes que llegan al sitio a través de motores de búsqueda como Google sin necesidad de publicidad pagada, se observó un aumento notable, pasando de 199.365 a 273.796 usuarios, gracias a las mejoras implementadas en la optimización para motores de búsqueda (SEO). Esto permitió que el sitio web fuera más visible y accesible para los usuarios que buscan información relacionada con los servicios de Enel X.

www.enelx.com/co/es | @EnelX | @EnelX_colombia | @enelxcolombia

Comparativo entre 2023 y 2024. Cifras actualizadas al 14 de diciembre, 2024

Sitio *web*	**Enel X**
Visitas	484.668 (19.3%)
Tiempo promedio	1.27 minutos (4.0%)
Posicionamiento orgánico	273.796 usuarios (37.3%)
Leads	3.712 (28.1%)
LinkedIn	
Engagement	12.56% (15.6%)
Seguidores	7.368 (16.88%)
Alcance	398.594 (34.92%)
Interacciones	50.052 (11.11%)
Facebook	
Engagement	3.33% (66.5%)
Seguidores	3.478 (17.77%)
Instagram	
Engagement	2.01% (100%)
Seguidores	4.487 (109%)
Interacciones	22.420 (17.6%)





En 2024, se destacó el desarrollo de la estrategia de "Humanización" de la marca, principalmente a través de redes sociales como *Instagram* y *LinkedIn*. Esta estrategia consistió en crear contenido más cercano a los clientes, destacando a los trabajadores de Enel como los principales protagonistas. Se realizaron 55 publicaciones en *Instagram* (con un 7% de *engagement*) y 37 en *LinkedIn* (con un 13% de *engagement*). Los resultados mostraron una mayor conexión entre las audiencias y la marca, lo que contribuyó al crecimiento de los activos digitales y al posicionamiento positivo de la marca.

Gestión de Marca, Eventos, Patrocinios y Comunicación Interna

Durante este año, la gestión de eventos se enfocó en crear espacios de interacción que permitieran fortalecer las relaciones y ofrecer experiencias que no solo abordaran la oferta de productos y servicios, sino que también exploraran temáticas actuales y de interés personal. Se realizaron más de 15 encuentros, entre los que se incluyen la Cata de frutas colombianas, el II Encuentro de Movilidad Eléctrica, el *Showroom* de Iluminación Navideña y un evento sobre la respuesta a la demanda de energía. Uno de los momentos más destacados fue la conferencia de Stephen M.R. Covey, quien, ante más de 200 asistentes, compartió su visión sobre cómo desarrollar un liderazgo basado en la confianza, clave para obtener resultados empresariales exitosos.

En lo que respecta a la participación en escenarios externos, se patrocinaron 8 iniciativas a nivel nacional, entre las que se incluyen el *Latam Mobility Summit* organizado por *Invest* in *Latam*, el Congreso de Municipios organizado por la Federación Colombiana de Municipios, el Congreso Andesco y el Salón Internacional del Automóvil organizado por Corferias, entre otros. Además, por cuarto año consecutivo, se fue patrocinador oficial de la Enel X *Night Race* 10K, la única carrera nocturna avalada por la Federación Colombiana de Atletismo, que en 2024 reunió a más de 8.000 corredores, quienes disfrutaron de esta actividad deportiva gracias al alumbrado público proporcionado por Enel X. De igual manera, los voceros de Enel X participaron como ponentes en más de 10 espacios estratégicos organizados por importantes entidades, como el Congreso de Energía MEM, el Encuentro *Start* de Fenalco, y el curso de Movilidad Sostenible de la Universidad Nacional de Colombia, en colaboración con la Secretaría de Movilidad de Bogotá y la Unión Europea.

Dentro de la gestión de Marca, se desarrolló una estrategia en colaboración con Organización Corona para dar a conocer la construcción y puesta en marcha del parque solar en el ecoparque industrial de producción de revestimientos para pisos de Corona en Sopó, Cundinamarca. Ambas compañías trabajaron en una campaña 360°, que integró los frentes de comunicación digital y prensa, poniendo en valor las características del parque solar desarrollado por Enel X y los beneficios en sostenibilidad, eficiencia energética y descarbonización que brindará tanto a Corona como a la región. Como resultado, se consiguieron más de 10 publicaciones en medios nacionales y locales, además de diversas publicaciones en redes sociales de ambas empresas, superando los 1.000 *likes*.

NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Compras de Energía

En el 2024 se compraron 10.749 GWh por un monto superior a los $ 3.7 billones de pesos:

Concepto	GWh	Mill COP$
MERCADO REGULADO	10.748,66	$ 3.724.664
Contratos–Convocatorias	7.327,82	$ 2.132.840
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	3,901	$ 1.128.117
ISAGEN S.A. E.S.P.	912,00	$ 268.385
ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.	38,75	$ 16.301
NITRO ENERGY S.A. E.S.P	39,07	$ 17.017
ENERMAS S.A.S E.S.P.	32,81	$ 14.828
ENEL S.A. E.S.P. (Generación)	2.403,96	$ 688.192
Contratos–Subasta de Largo Plazo	1.066,99	$ 307.694
EOLOS ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	195,84	$ 70.919
VIENTOS DEL NORTE S.A.S E.S.P	152,03	$ 54.834
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	259,09	$ 58.809
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	230,29	$ 56.689
ENEL S.A. E.S.P. (Generación)	41,91	$ 13.381
TRINA SOLAR S.A.S	–	–
SUBA SOLAR SAS ESP	–	-
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	70,18	$ 18.723
URRA S.A. E.S.P.	7,31	$ 2.219
SOL DE LAS CIENAGAS SAS ESP	28,37	$ 7.292
SPK LA UNIÓN S.A.S. E.S.P.	39,41	$ 12.201
SPK LA MATA S.A.S E.S.P.	31,52	$ 9.482
FOTOVOLTAICOS ARRAYANES S.A.S.	–	-
GENERSOL S.A.S	11,06	$ 3.144
Contratos–AGPE	10,78	$ 6.849
VANTI S.A. E.S.P.	10,78	$ 6.849
Contratos–Res. CREG 036 2024	919,41	$ 425.562
BTG	293,40	$ 136.596
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	7,81	$ 3.114
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	27,66	$ 11.875
ISAGEN S.A. E.S.P.	394,90	$ 183.179
NITRO ENERGY	136,84	$ 63.641
GENERARCO S A S E S P	58,80	$ 27.157
Mecanismo Complementario	–	–
DERIVEX	–	–
Compras en Bolsa	1.460,63	$ 872.153
Ventas en bolsa	36,98	$ 20.433



En el 2024 la cobertura del mercado regulado en contratos se ubicó en el 94,4%, de los cuales el 10,85% correspondió a contratos con proyectos de fuentes no convencionales de energía, suscritos como resultado de las subastas de largo plazo desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía en años anteriores.

El precio medio de compra en contratos PC (Precio de compra contratos Enel) para el mercado regulado durante el 2024 fue de 291.06 $/kWh, el cual estuvo por debajo del MC (Precio compra contratos Mercado) que tuvo un promedio de 308.36 $/KWh. En cuanto al precio promedio de compras en bolsa se ubicó en 598.26 $/kWh.

Gestión de la Contratación – Compras De Energía

Buscando aumentar la cobertura de energía para reducir el riesgo de exposición a bolsa y trasladar una tarifa más estable al usuario final, durante el año 2024 se cerraron dos (2) procesos licitatorios públicos de compra de energía para el Mercado Regulado con los siguientes resultados:

Primer proceso: Se cerraron siete contratos de largo plazo, con seis agentes del mercado:

- 5 contratos en el mediano plazo, para el periodo comprendido entre 2025 y 2029 por un total de 3.271 GWh.
- 2 contratos en el largo plazo, para el periodo comprendido entre 2025 y 2038 por un total de 2.929 GWh.

Segundo proceso: Se cerraron cinco contratos para el mediano plazo, con tres agentes del mercado:

- 2 contratos por un total de 1.697 GWh, para el periodo comprendido entre 2026 y 2031.
- 2 contratos por un total de 1.266 GWh, para el periodo comprendido entre 2027 y 2031.
- 1 contrato por un total de 630 GWh, para el periodo comprendido entre 2029 y 2031.

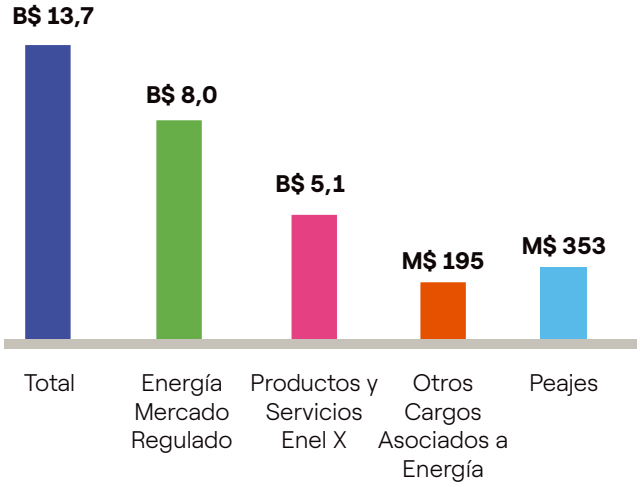
Por otro lado, el Gobierno Nacional entendiendo la difícil situación de cobertura que afrontaba el mercado regulado, expide la Resolución CREG 101 036 de 2024, permitiéndole a los comercializadores hacer negociación directa de las energías que los generadores aun no tenían comprometida en contratos, las energías contratadas podrían ser bajo la modalidad Pague lo contratado (PC) o Pague lo contratado condicionado a la Generación (PCG), para el periodo comprendido entre marzo 2024 y febrero 2026. Enel Colombia participo en los procesos de negociación obteniendo los siguientes resultados:

Negociación Directa: Se cerraron 7 contratos para el corto plazo con 6 agentes del mercado en condiciones de PC y PCG. Detalle de la contratación:

- Se cerraron 4 contratos en modalidad PCG por un total de 2.324 GWh, para el periodo comprendido entre marzo 2024 y febrero 2026.
- Se cerraron 3 contratos en modalidad PC por un total de 519 GWh, para el periodo comprendido entre marzo 2024 y febrero 2025.

Evolución de la Demanda

En 2024, la demanda del Operador de Red de Enel Colombia alcanzó los 16.1 TWh-año, registrando un crecimiento del 0.7%, influenciada por un menor consumo de energía en el segmento residencial y un moderamiento en el crecimiento de la demanda en los segmentos comercial e industrial. A nivel nacional, la demanda del Sistema Interconectado Nacional alcanzó los 82.1 TWh-año, registrando un crecimiento del 2.7% frente a la demanda del 2023, crecimiento influenciado principalmente por el Fenómeno del Niño cuyos efectos se hicieron notorios durante el primer semestre del año, con un mayor consumo de energía en las zonas de clima cálido y seco no pertenecientes al área de operación de la compañía.

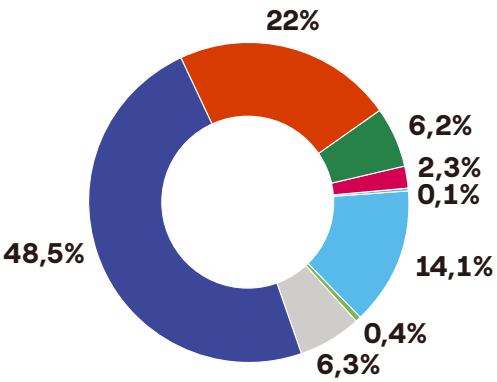


Acumulado - cierre septiembre 2024 / Tasa de Cambio € 4.710,12

Facturación

Durante el 2024, se aseguraron ingresos para la compañía de los distintos negocios, generando documentos factura que contienen un ingreso anual (antes de ajustes) de $13,7 Billones, un promedio mensual de 3,83 millones de cuentas facturadas. Así mismo, la facturación de energía incluyendo peajes y Alumbrado Público por $8,0 Billones, otros servicios complementarios de energía $194 mil millones, y otros negocios no energía y facturación para terceros $5.1 Billones.

En el 2024 se generaron 46.070.889 millones de documentos factura, que al cierre del año representaron **3.885.385** cuentas en Bogotá, Sabana y Cundinamarca.



- Servicios Financieros (528M€)
- Aseo (239M€)
- Encargos de conbranzas (Seguros, Asistencias, Publicaciones, Suscripciones) (68M€)
- Tasa de Alumbrado Público (25M€)
- Obras Eléctricas (1,5M€)
- Facturación E4E (153M€)
- Infraestructura AP (4,09M€)
- Bank Transfer Zuora (68,4M€)

Documento Equivalente Electrónico

Se implementó con éxito el documento equivalente electrónico, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución 165 de 2023 de la DIAN y su Anexo Técnico, cumpliendo con la fecha del 1 de noviembre del 2024 requerida por la DIAN en la Resolución 119 del 30 de julio de 2024.

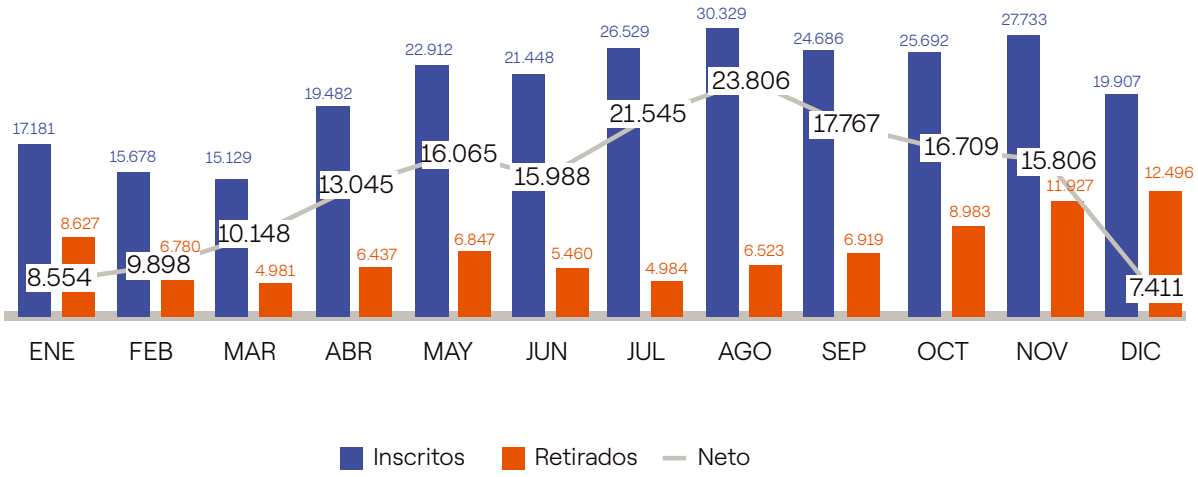
Se logró que más del 99% de la facturación se certificara por la DIAN en el primer mes, manteniendo los estándares de calidad de la facturación hacia los clientes.

El resultado alcanzado también requirió de la generación de acciones que aseguraran la facturación de productos y servicios de valor agregado diferentes a energía que se incluyen en el documento equivalente electrónico, como la facturación conjunta con los operadores de aseo, los servicios financieros, la facturación de *Xcustomer* y el impuesto del alumbrado público.

Factura Virtual

Factura Virtual cerro el año 2024 con 1.079,6K clientes registrados, superando el primer millón de suministros inscritos, hito que representó un incremento del 16,5% respecto al cierre del 2023 (926,4K) con 153,2K clientes nuevos. La cantidad de inscritos representan aproximadamente el 27% de la base total de clientes del mercado regulado de Enel Colombia.

Este crecimiento permitió alcanzar que el 20,86% de las facturas emitidas en el año fueran enviadas por medio digital.



La estrategia de conversión del 2024 se enfocó en el ofrecimiento del servicio desde canales de atención (presencial, no presencial y digitales) considerando la baja relación beneficio/costo que representa implementar campañas tradicionales.

De otra parte, en este proceso de envío digital logramos incorporar el reparto del Documento Equivalente Electrónico, para los clientes inscritos, como consecuencia de la implementación de la facturación electrónica.

Impresión

Desde el proceso de impresión para la salida de facturación electrónica se logró salir a tiempo sin ninguna novedad con la operación, dando así cumplimiento con el calendario de facturación. En el documento se incluyeron los requisitos que exige el documento electrónico equivalente, como lo son el CUDE (código único de documento equivalente), el QR que direcciona al sitio web de la DIAN, el nombre del operador tecnológico con quien se gestiona el proceso de facturación electrónica y finalmente el cambio del nombre del documento de Factura de Servicios Públicos a Documento Equivalente Electrónico.



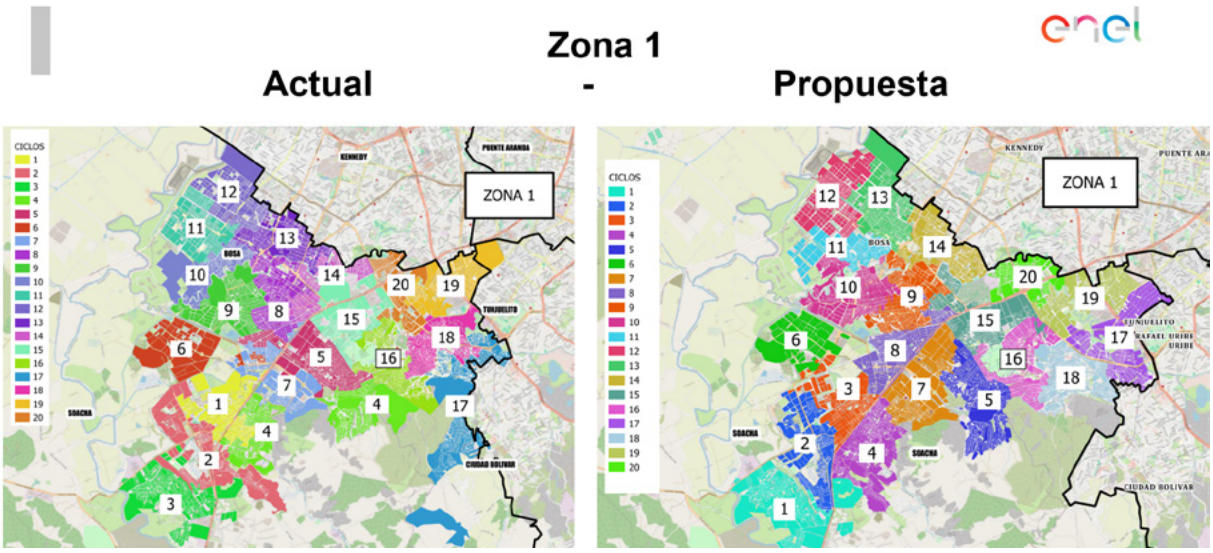
Concurso Económico

De acuerdo con lo dispuesto en las leyes 142 de 1994, 505 de 1999, 682 del 2001 y la 732 del 2002, se asistió y participó de manera activa en 183 sesiones de Comités Permanentes de Estratificación (CPE) en 34 municipios que cuentan con este ente consultor y veedor constituido. De acuerdo con lo dispuesto el decreto 007 del 2010, se procedió con el pago del concurso económico a 18 municipios del área de influencia de la compañía que cumplieron con los requisitos exigidos por la ley para tramitar el pago.

Nueva Zonificación en el municipio de Soacha y sur occidente de Bogotá

Como parte de las actividades requeridas para mantener la eficiencia, nivelando la capacidad operativa de los recursos de los procesos de Lectura y Reparto, se intervino la zona 1 de la sucursal 1000, la cual comprende el municipio de Soacha y la zona sur occidente de Bogotá (Bosa, Kennedy, Ciudad Bolívar). Esto genero impactos positivos a nivel de controles de supervisión, seguridad y desplazamientos de personal, disminución de promedios, proyección de crecimiento para el municipio de Soacha, entre otros.





Facturación Conjunta Energía – Aseo

Durante el 2024 se dio continuidad a la Facturación conjunta del servicio público de ASEO llegando al cierre del año con un total de 26 operadores y 1.870.175 cuentas facturadas promedio mes.

Se incorporaron 7 operadores correspondientes a los municipios de: Sibaté, Flandes, Pacho, El colegio, Chinauta, Fusa, Anapoima y Guayabal de Siquima con 31.980 cuentas. El crecimiento en cuentas con facturación conjunta respecto al año anterior fue de un 3,5%, incluyendo las novedades de cuentas nuevas en el resto de los operadores.

El 78,11% del total de clientes facturados por este negocio, corresponden a clientes ubicados en Bogotá, con los operadores: Área Limpia, Ciudad Limpia y Promoambiental; el restante 21,89%, se encuentran ubicados en otros municipios de la zona de cobertura de Enel Colombia.

Se llevó a cabo la inclusión del servicio público de aseo en el documento electrónico equivalente bajo la modalidad de mandato con todos los operadores de Aseo. Esto implico múltiples mesas de trabajo para las definiciones correspondientes y los acuerdos en el alcance, lo que genero la necesidad de desarrollar en el sistema SAP un cambio de la estructura de los archivos de carga para la inclusión de la información necesaria para el reporte al ente tributario DIAN, así como también la implementación del proceso de notas de ajustes (Nota Debito y Nota Crédito) que se establece en la norma y el reporte de control de certificación hacia cada operador.

Facturación crédito Fácil Codensa

Durante el 2024 se aseguró la correcta facturación de los servicios financieros del negocio de Crédito Fácil Codensa y los seguros del portafolio activo de este negocio.

El promedio de cobros asociados a servicios financieros (tarjetas de crédito y préstamos personales) fue de 435.205 cuentas y 141.018 seguros voluntarios.



Facturación Tasa Alumbrado Público

Este año el municipio El Colegio inició la facturación del impuesto de alumbrado público mediante la factura de ENEL, con lo cual al finalizar el 2024 cerramos con un total de 66 municipios facturados, 32 en esquema de cargue manual y 34 en esquema parametrizado.

Se implementaron modificaciones en el proceso de extracción de información para la generación de los maestros de Alumbrado Público, con el objetivo de garantizar y mejorar la calidad de los datos proporcionados a los municipios. Estas mejoras permitieron evitar reprocesos relacionados con el reporte y carga de cuentas inactivas. Adicionalmente, se incorporaron modelos y automatizaciones que optimizaron los tiempos y recursos en las etapas de extracción, modificación y consolidación de la información, logrando una mayor eficiencia en la entrega de datos a los municipios, la recepción de liquidaciones y el posterior cargue al sistema.

Para el cierre del año 2024 en el periodo diciembre, se facturaron un total de 866.010 clientes por concepto de tasa de alumbrado público.

Facturación Peajes

Al cierre del año 2024 se tienen en total 30 comercializadores, con 10.009 fronteras activas, que registraron un total de 265.182.719 GWh.

Autogeneradores a Pequeña Escala

Dentro de la prestación del servicio público domiciliario de energía a nuestros clientes, es importante resaltar la evolución que se ha venido teniendo en cuanto a la prestación del suministro con energías alternativas, lo que ha conllevado a que día tras día más clientes se interesen por esta forma de utilización de la energía en sus hogares y empresas.

Actualmente a través de la normatividad vigente (Resolución CREG 174 del 2021) y sus normas complementarias se cerró el año 2024 con más de 1000 clientes en esta modalidad.

Este tema ha sido divulgado con los clientes, cumpliendo la normativa vigente, a través de la página Web, la factura y *webinars*. Adicionalmente, se realizó un reconocimiento a la conexión número 1000.



Optimización días Calendario Facturación

Como parte de las actividades realizadas para la mejora del flujo de caja, se realizó la disminución de los días utilizados dentro del proceso de facturación para la emisión de factura; proceso que inicia con la identificación de los clientes a emitir factura, pasando por los proceso de toma de lectura, análisis de consumos, liquidación de todos los negocios, ejecución de controles para aseguramiento de valores contenidos en la factura, certificación DEE (Documento Equivalente Electrónico), impresión y reparto, y a partir de los cuales se establecen las fechas de pago de las facturas y por ende los flujos de pago y atención del clientes y los demás proceso posteriores.

Se realizo la evaluación de las cifras de todos los valores facturados y el impacto que conllevaría disminuir en un día la ejecución de estas actividades en pro de contar con este flujo de caja antes de las fechas normalmente definidas.

Proyecto Reclamos

Durante el 2024 se realizó el desarrollo de modelos in house para dar continuidad a las notificaciones proactivas a través de SMS a clientes con incremento de días y reliquidación de consumos (más de 1,2 millones de mensajes enviados).

Adicionalmente, apalancamos la gestión de reclamos con el diseño y entrega junto a la factura de infografías de pedagogía con información de los canales de servicio al cliente disponibles por la compañía y los motivos por los cuales se puede presentar un incremento en el valor facturado por consumos (255 K físico y 93 K Virtual).

Asistentes en Procesos (Automatizaciones)

Se realizo el desarrollo de cerca de 120 automatizaciones para optimizar tiempos, recursos y para asegurar los controles de calidad en cada uno de los procesos, al igual que el diseño de tableros de control para el seguimiento de la facturación en cada una de las líneas de negocio.

Gestión de la Cartera

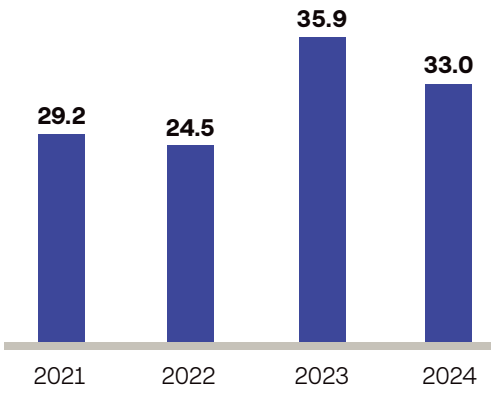
La gestión de recuperación de cartera y contención impagos del 2024 se enfocó principalmente en lograr la normalización de altas deudas de los segmentos industrial, comercial y oficial y en obtener un mayor monto de pagos, mejorando así la cobrabilidad registrada en el año 2023.

Para esto, las acciones más relevantes comprendieron, la suspensión de servicio con un mayor nivel técnico sobre clientes de alta antigüedad de mora, la materialización de acuerdos de pago sobre deudas significativas, la recepción de pagos especiales por parte del Distrito Capital y el ajuste sobre la facturación de Alumbrado Público de algunos Municipios.

A continuación, se relacionan los principales indicadores y resultados del cierre de año:

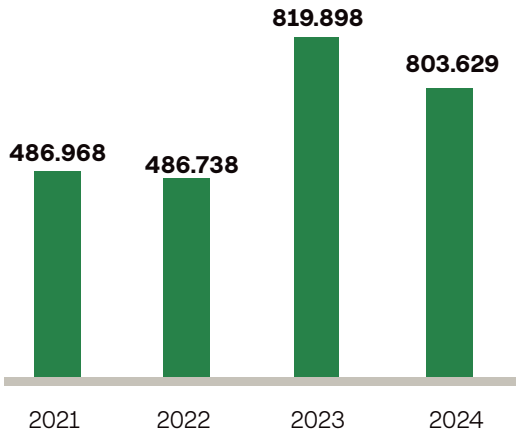
Días de deuda Total: (Deuda total / Facturación TAM n-1) x 360. Se logra mejorar el resultado del año anterior gracias a los pagos de altas cuantías logrados en los últimos meses del año, destacándose el correspondiente al Alumbrado Público del Distrito Capital.

DÍAS DE DEUDA TOTAL



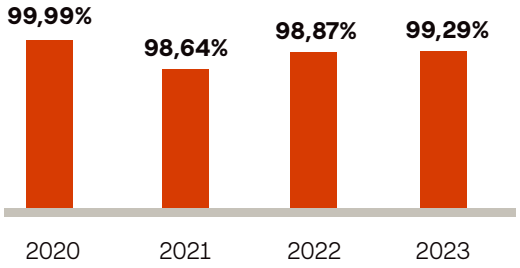
Deuda Total = (Deuda total Comercial al Día más Deuda total Comercial Vencida). En línea con el desempeño positivo del indicador de Días de Deuda Total presentado en el gráfico anterior, la Deuda Total Comercial se reduce en el 2024 con respecto a la del año 2023, gracias a las gestiones preventivas y de cobranza adelantadas.

DEUDA TOTAL (MILES DE MILLONES)



El indicador de cobrabilidad TAM ($Recaudo acumulado/ $Facturación acumulada). Se logra un mejor nivel de recaudo que el registrado en el año 2023, destacándose los pagos efectuados en diciembre de 2024 por parte del Alumbrado Público del Distrito Capital.

ÍNDICE DE COBRABILIDAD TAM





Gestión del Recaudo

En 2024, se continuó fortaleciendo el ecosistema de pagos y optimizando los procesos de recaudo mediante la implementación de diversas iniciativas tecnológicas. Durante el año, Enel Colombia enfrentó un reto significativo con la entrada de SAP para el recaudo diario, lo que requirió la automatización de varias labores para evitar errores humanos y mejorar los procesos. Se desarrollaron varios asistentes en procesos (robots) que han generado beneficios significativos para nuestros clientes y la organización.



Entre las iniciativas destacadas se encuentran Nico, EVA, SOFIA y LUCAS. Nico automatiza la creación de órdenes de pago en SAP E4E, mejorando la eficiencia en las transacciones con socios y proveedores. EVA facilita el envío automático de correos electrónicos, eliminando errores humanos y reduciendo tiempos de envío. SOFIA optimiza la actualización del Maestro Aseo, eliminando pasos manuales y mejorando la precisión de los datos. LUCAS ha revolucionado la consolidación y creación de actas para la conciliación del Impuesto de Alumbrado Público, reduciendo significativamente los tiempos de procesamiento.

Sofia* Nico* EVA*

Lucas*

Estas iniciativas han tenido un impacto positivo directo en los clientes finales que pagan la factura de los servicios prestados por Enel. Gracias a la automatización y optimización de procesos, los clientes ahora disfrutan de información ágil, con menos errores y un mejor servicio al pagar sus facturas. La implementación de estas tecnologías ha mejorado la satisfacción del cliente al evitar suspensiones del servicio por pagos tardíos y permitir un monitoreo y corrección oportuna de errores.

Ingresaron 7 operadores de Aseo con quienes se inició operación de facturación, recaudo y conciliación. Se realizó una mejora en el calendario de conciliación Operadores de Bogotá para disminuir el tiempo de giro una vez se ha hecho la conciliación quincenal, se disminuyó de 7 a 2 días de giro una vez radicada la petición de pedido (PDP).

Se implementó CARMEN, un asistente en procesos diseñado para optimizar la compensación manual de negocios. CARMEN ha mejorado la experiencia del cliente al netear la deuda y procesar partidas de crédito de manera eficiente, utilizando tecnología de automatización avanzada.



Se implementó una solución innovadora para la conciliación de aseo, esta solución ha reducido el tiempo de conciliación de 230 minutos a solo 1 minuto, elimino 23 formatos y genero un ahorro significativo en horas hombre (98%, aproximadamente 28 horas mes).

Finalmente, se avanzó en la automatización de procesos con la implementación de asistentes en procesos (bots) que permitieron realizar cargas masivas de información al Sistema Comercial de la compañía. Uno de estos bots facilitó la carga rápida y segura de archivos de gran tamaño, sin importar la cantidad de registros. Otro bot se enfocó en la carga de información correspondiente a la anulación temporal de suspensión (ATS), optimizando tiempos y evitando errores humanos.

Estas iniciativas reflejan el compromiso de Enel Colombia con la innovación, la eficiencia, precisión de los datos y la mejora continua en la gestión del recaudo, apoyándose en tecnologías avanzadas para ofrecer soluciones efectivas y centradas en el cliente.

Performance & Channel Support

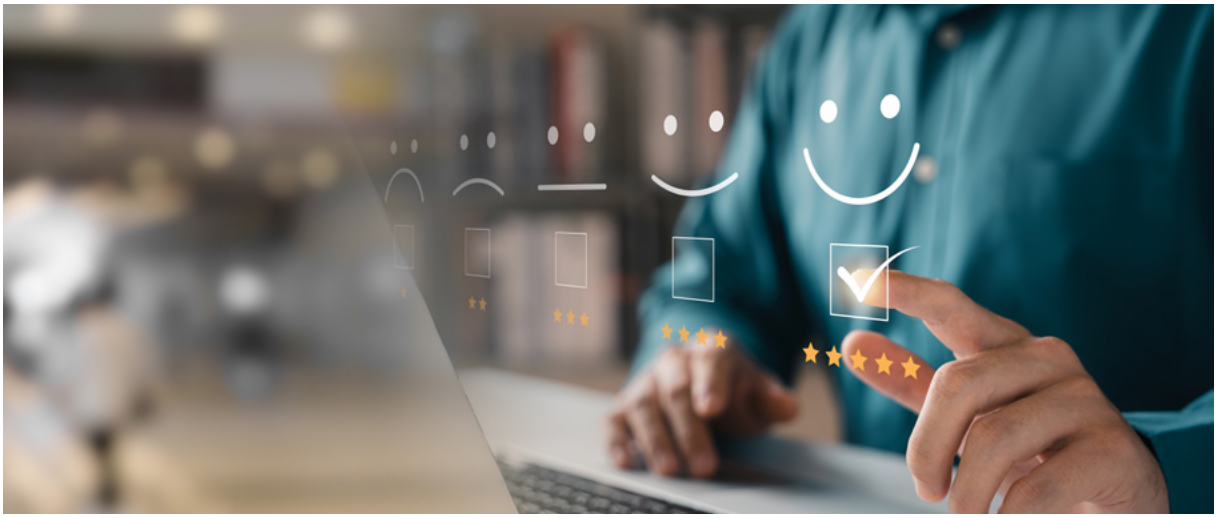
Segmento Business to Customer B2C

Alineados con el principio de *Customer Happiness* de Enel, la estrategia 2024 se centró en el desarrollo de iniciativas y proyectos orientados a mejorar la experiencia de los clientes, así como la percepción de su interacción con la empresa a través de cualquier canal. Todo ello contribuyó positivamente a la percepción general sobre la calidad de nuestros productos y servicios.

Para lograrlo, la compañía rediseñó la plataforma de formación bajo el concepto de *user friendly*, implementando nuevas metodologías para redefinir el aprendizaje a través de una experiencia más dinámica, divertida e interactiva. Simultáneamente, se amplió la cobertura a nuevos canales y se implementó el modelo de chequeo cruzado, caracterizado por su imparcialidad y por fomentar la homogeneidad en los estándares de calidad tanto emitidos como percibidos por nuestros clientes.

Además, se desarrolló y ejecutó un plan global de satisfacción, así como el programa de relacionamiento *Conecta*, con el objetivo de generar cercanía con los clientes mediante una comunicación continua. Todo esto con un único fin: mejorar los puntos de dolor identificados en los clientes del segmento B2C.





Calidad

Con el objetivo de garantizar la homogeneidad y calidad en las interacciones con los clientes, se amplió la cobertura de los procesos de *BackOffice*, Correo Electrónico, Gestión Escrita y Refacturaciones, lo cual permite obtener una visión integral de la Unidad B2C.

Durante el 2024, se realizaron las siguientes actividades:

- Unificación de criterios, estandarización y ajuste de las matrices, tutores y herramientas de cada canal, basados en las lecciones aprendidas y en el principio de mejora continua.
- Consolidación y automatización de reportería e informes para asegurar la oportunidad en la información y la toma de decisiones.
- Definición de un esquema periódico de control, análisis de resultados, propuestas y seguimiento detallado por canal y *Business Process Outsourcing* (BPO).
- Sinergias con los equipos de conocimiento, lealtad y formación, con el fin de generar insights, definir planes de acción y estrategias conjuntas, que mejoren los procesos y la experiencia del cliente.
- Diseño y desarrollo de controles analíticos masivos, auditoría a la valoración, y muestras dirigidas, para contrastar resultados y dar soporte a procesos críticos y de alto valor, como los reclamos.
- Implementación de un modelo de chequeo cruzado entre canales, que incluyó un robusto plan de formación y acompañamiento lado a lado.

Datos de clientes

Las principales actividades ejecutadas para mejorar la calidad de los datos de contacto y las autorizaciones de tratamiento de datos personales en el dominio de clientes se centraron en:

- Enriquecer los datos de clientes durante todo el 2024, con la incorporación de 313 mil datos de contacto y 380 mil autorizaciones.
- Implementar la integración con *Salesforce* para las autorizaciones capturadas en pagos por PSE, con una proyección de 3 mil nuevas autorizaciones por mes.
- Habilitar en la Web la opción de actualización de datos de contacto y selección del canal preferente de comunicación.

Formación

Durante el 2024, se llevó a cabo el proceso de licitación y el posterior cambio de proveedor para la administración de la plataforma EBS (*Energy Business Support*), así como el diseño instruccional de los contenidos enfocados en la transferencia de conocimiento y actualizaciones para los BPO de los canales de atención.

Adicionalmente, se dio inicio al plan integral de renovación de la plataforma EBS, cuyo objetivo principal fue mejorar la apariencia visual y la estructura de la plataforma, optimizando la experiencia de usuario, la navegabilidad y el acceso a los contenidos por parte de los agentes, con el fin de facilitar las consultas durante el proceso de atención.

Analitycs

En 2024, este proceso se mantiene como un aliado fundamental para los canales de atención y otros negocios, estableciendo una base sólida para la toma de decisiones a través del análisis de datos, patrones, tendencias y áreas de oportunidad en la interacción con los clientes. Además, permitió anticiparse a sus expectativas y necesidades, contribuyendo a un enfoque estratégico y planificado en diversos proyectos, los cuales se detallan a continuación:

- **Modelo de Reclamos:** Se implementó el uso de *Machine Learning* y el modelo RFM (*Recency*, *Frequency*, *Monetary*) para predecir la contactabilidad de clientes con riesgo de presentar reclamos.
- Índice FCR (*First Contact Resolution*) v.1: Se desarrolló una métrica que permite identificar a los clientes sin solución en el primer contacto, y se realizó un análisis de causa raíz. Esto generó alertas específicas por canal para orientar los planes de acción.
- **KPI combinado calidad-satisfacción:** Se implementó un indicador que permite evaluar de manera integral estos dos aspectos a nivel de canal, BPO y asesor, con el objetivo de enfocar los planes de acción y control de manera más efectiva.
- **Controles masivos de calidad y automatizaciones:** Se desarrollaron herramientas para detectar de manera masiva errores de proceso a través del CRM (*Customer Relationship Management*), lo que agilizó la generación de reportes y facilitó el análisis, seguimiento y toma de decisiones.



Programa de relacionamiento Conecta

El programa Conecta tiene como objetivo conocer a los clientes, fortalecer el relacionamiento con ellos, rentabilizarlos, fidelizarlos y aumentar su satisfacción con los diferentes productos y servicios de la marca. Durante 2024, el programa inició un proceso de transformación, participando activamente en el plan de mejoramiento del NPS (*Net Promoter Score*) a través de las comunicaciones con los clientes y las jornadas de sensibilización y *engagement* con los asesores de los canales de servicio al cliente.

Dentro de las actividades más relevantes realizadas durante el año, se destacan las siguientes:

- **Liderazgo de la campaña pedagógica** dirigida a más de 500 mil clientes sobre temas de interés, como las razones detrás de la variación del precio de la energía, cómo leer efectivamente la factura y cómo utilizar la energía de manera eficiente, entre otros.
- **Incremento del 33% en el número de clientes inscritos**, alcanzando un total de 495 mil clientes.
- **Entrega de más de 30 millones de pesos en premios** para motivar a los clientes a inscribirse en canales digitales, con el objetivo de hacer más ágil y fácil la atención de sus inquietudes.
- **Continuidad de la oferta de descuentos con marcas aliadas**, beneficiando a cerca de 1.800 clientes que disfrutaron de los cupones ofrecidos.
- **Ejecución de la campaña de resarcimiento** para más de 1.500 clientes, donde a través de Conecta se compensó a aquellos con reclamos favorables.
- **Ejecución de la campaña "*Close The Loop*"**, en la que un equipo especializado en experiencia de cliente contactó a los clientes insatisfechos con la atención para recibir su retroalimentación y cerrar de fondo su situación. En 2024, se gestionaron en promedio 2 mil clientes mensuales insatisfechos, capturando la voz del cliente y generando acciones de mejora a partir de las oportunidades identificadas.
- **Acompañamiento al equipo de servicio al cliente** en actividades enfocadas en incrementar la empatía y amabilidad de los asesores, liderando actividades de concientización.

Experiencia de Cliente B2C

El 2024 se caracterizó por ser un año de recuperación de indicadores para Enel, alcanzando un resultado acumulado de 4,0% en el NPS del segmento B2C. Este logro fue posible gracias a la estructuración e implementación del proyecto global de satisfacción, cuyo objetivo principal era incrementar la satisfacción y la recomendación de los clientes residenciales. El proyecto incluyó las siguientes actividades clave:

- Aterrizaje de más de 8 *Customer Journeys*, donde se identificaron los diferentes puntos de contacto y puntos de dolor de los clientes.
- Estructuración e implementación de 46 iniciativas, distribuidas entre los canales presencial y telefónico y los procesos clave como emergencias, facturación y pagos.
- Desarrollo del modelo analítico de segmentación de clientes detractores, con el fin de personalizar la comunicación según los problemas específicos identificados.
- Seguimiento continuo a los resultados de satisfacción de los canales, mediante alertas semanales y mensuales generadas desde el Centro de Monitoreo de la Experiencia (CME).

Gracias a la ejecución de estas actividades, el promedio de las calificaciones de satisfacción, en una escala de 1 a 5, siendo 5 la mayor nota y 1 la menor, alcanzaron un resultado en los canales de servicio al cliente, de un 3,4 para el canal telefónico y un 3,3 para el canal presencial.

Manejo de Reclamos

El Grupo Enel determinó para 2024 dar continuidad al objetivo ambicioso de reducción de reclamos. Para Colombia se fijó en no superar 76 reclamos comerciales por cada 10 mil clientes, asociados tanto a la energía como a los productos complementarios de Enel X.

El resultado final fue una mejora con respecto a la meta del 27%, cerrando el año en un total de 56 reclamos comerciales por cada 10 mil clientes. Para lograrlo, se dio continuidad al proyecto dedicado de forma exclusiva a reclamos, poniendo en acción cerca de 20 iniciativas orientadas a este objetivo, acciones desarrolladas en articulación con los equipos de Enel.

Canales de Atención B2C

La estrategia de la Compañía siguió enfocada en reforzar la omnicanalidad mediante la digitalización y la autogestión.

- El frente de digitalización fue reforzado con estrategias y planes de acción inmediatos dada la necesidad de lograr una mayor cobertura de clientes, una solución en primer contacto más robusta, una atención ágil y oportuna a la comunidad, además de la disponibilidad de nuevas alternativas de contacto; así, la operación de atención al cliente presenta un modelo mixto cubriendo opciones de canales como digitales, no presenciales y presenciales.
- En cuanto al frente de autogestión del cliente, la estrategia se basó en el uso de diferentes equipos y plataformas tecnológicas mediante los cuales el cliente puede gestionar una serie de trámites, de acuerdo con sus necesidades, de manera independiente y autónoma.



CANALES DIGITALES

Con el objetivo de fortalecer la presencia de la empresa en el entorno digital, la estrategia para 2024 se centró en tres pilares fundamentales: ofrecer atención de calidad, personalizar la experiencia del cliente y optimizar la interacción en canales digitales. A través de esta estrategia, buscamos no solo mejorar la satisfacción de los clientes, sino también reforzar el vínculo con ellos, incrementando la fidelidad y consolidando nuestra presencia en un mercado cada vez más digitalizado.

La estrategia de digitalización se estructuró en tres frentes clave:

Canales digitales auto gestionables (Web, App y Elena Bot)

El objetivo de este frente fue identificar, analizar y priorizar las transacciones digitales a desarrollar o mejorar, centrando el esfuerzo en optimizar la experiencia del cliente. La estrategia se basó en reducir tiempos de espera, mejorar la accesibilidad y asegurar que las interacciones sean intuitivas y satisfactorias, implementando soluciones tecnológicas avanzadas como interfaces optimizadas y procesos automáticos. Así, se buscó garantizar el buen funcionamiento y la seguridad de todos los canales, alineándolos con las expectativas del cliente y asegurando una experiencia digital continua y eficiente.

En 2024, la web y la aplicación móvil continuaron siendo los canales de interacción más relevantes, destacándose tanto por su impacto en la experiencia del usuario como por su eficiencia en la conexión con nuestros servicios. En la web, se registraron aproximadamente 1,7 millones de transacciones mensuales, mientras que la aplicación móvil alcanzó las 430 mil transacciones. Además, se observó un notable crecimiento en el uso de Elena Bot, disponible en Chat Web, *WhatsApp* y *Facebook* Chat, que facilitó unas 100 mil transacciones mensuales, lo que representa un aumento del 21% respecto al 2023. Entre los motivos de consulta más frecuentes en los canales de autogestión, se destacan la descarga de facturas en formato PDF, los pagos mediante PSE y la visualización del resumen de cuenta.

Como parte de la estrategia de digitalización, se completaron 10 desarrollos transaccionales clave, con el objetivo de potenciar el uso de los canales digitales, optimizar los procesos de atención y mejorar la satisfacción de los clientes. Los desarrollos más relevantes son:

- **Comprobantes de Pago (en Bots):** Transacción en la que el cliente siendo titular de los productos de valor agregado, puede separar los cobros de energía y aseo de otros productos y servicios, y así pagar únicamente los conceptos que requiere de la factura del mes en curso.
- **Estado de Cuenta (en Bots):** Transacción que le permite al cliente conocer el detalle de su cuenta, consultando información como: saldo pendiente, periodo facturado, fecha de pago oportuno, fecha de suspensión, fecha de próxima lectura, monto pagado y lugar de pago.
- **Formulario anomalías Consumo CREG 105 (en web):** En el marco de la resolución CREG105, se desarrolló un formulario que le permite al cliente reportar sus variaciones de consumo de energía por cambios en sus hábitos o algún tipo de estacionalidad en su hogar.
- **Facturación Electrónica (en web):** Teniendo en cuenta el requerimiento de la DIAN, se implementó un formulario que le permite a los clientes inscribirse para recibir su facturación electrónica a través de correo electrónico.



Canales digitales asistidos (Chat Web, *WhatsApp* y Redes Sociales)

El objetivo de este frente fue asegurar el cumplimiento de las promesas de valor y los tiempos de respuesta ante consultas y solicitudes de los clientes. Además, se puso énfasis en la calidad de la atención, evaluando el desempeño de los proveedores para implementar planes de mejora continua que garanticen experiencias positivas y satisfactorias para los clientes.

En 2024, los canales de atención digital asistidos mantienen su consolidación como una opción rápida y accesible para que los clientes se comuniquen con la compañía, alcanzando un total de 902 mil transacciones anuales, con un promedio de 75 mil transacciones por mes. La distribución de estas transacciones fue del 58% en WhatsApp, 38% en Chat Web y 4% en redes sociales, lo que refleja una participación significativa en cada uno de los canales.

Dentro de los hitos logrados en los canales digitales asistidos en el 2024, se destacan:

- **Proceso de calidad y mejora continua:** Con el fin de optimizar y actualizar los procesos y protocolos de atención, se implementaron auditorías internas sobre muestras aleatorias de interacciones, generando información valiosa para identificar áreas clave de mejora. Este enfoque proactivo permitió no solo aumentar la satisfacción de los clientes con el canal, sino también asegurar una atención más alineada con sus necesidades específicas, reforzando nuestro compromiso con la excelencia en el servicio.
- **Potencializar la oferta de transacciones de valor al cliente:** Se continúa potencializando el ofrecimiento de nuevos registros en la zona privada (web y app) y de nuevas inscripciones en factura virtual, fortaleciendo los procesos formativos y mejorando los protocolos de ofrecimiento.



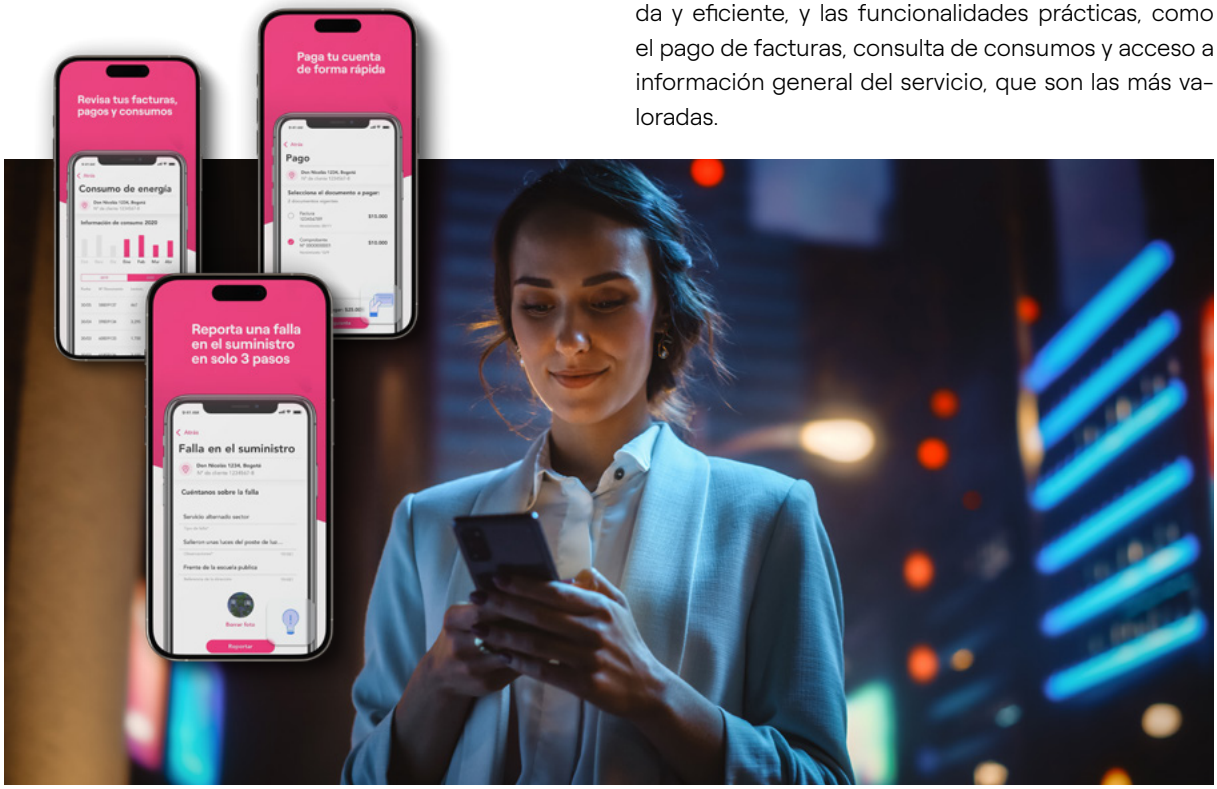
- **Análisis y mitigación de la reiteratividad:** Se llevó a cabo un análisis continuo del indicador de reiteratividad en los canales digitales, con un seguimiento activo de su desempeño, para identificar las principales causas de la alta frecuencia de contacto. Con esta información, se diseñaron y ejecutaron estrategias enfocadas en optimizar el desempeño del canal, lo que resultó en una mejora significativa en la eficiencia operativa y en la experiencia del cliente.
- **Implementación de un lenguaje claro y sencillo:** Se rediseñaron plantillas de respuesta y guiones de atención, adoptando un lenguaje simple y accesible para ofrecer respuestas claras, concisas y empáticas. Además, se estandarizaron los mensajes a través de todos los canales digitales, asegurando coherencia, alineación y una comunicación uniforme en todos los puntos de contacto.
- **Atenciones de segundo nivel:** Se llevó a cabo un análisis, donde se lograron identificar atenciones susceptibles a ser resueltas en primer contacto, logrando así mejorar los tiempos de respuesta de cara a los clientes evitando escalamientos a un segundo nivel (reducción del backlog). Por otro lado, se replanteó la estructura del equipo y la dinámica de trabajo, realizando segmentación de grupos y funciones (equipos más especializados), logrando reducir los tiempos de respuesta al cliente.

Crecimiento y adopción de canales digitales:

El propósito principal en este frente fue consolidar los canales digitales como un pilar central de interacción con los clientes, a través de una gestión integral que impulsara su uso. Se implementaron estrategias de adopción, *Inbound Marketing* y comunicación dirigida, enfocadas en educar a los clientes sobre las funcionalidades y beneficios de los canales digitales, promoviendo la adopción de servicios y transacciones clave. Estas acciones buscaban no solo aumentar la visibilidad de las plataformas, sino también fomentar un cambio en el comportamiento del cliente hacia la autosuficiencia digital.

Gracias a las estrategias implementadas, se logró un crecimiento continuo en la base de clientes digitales, alcanzando aproximadamente 1,7 millones de suministros asociados a clientes registrados en la Web y la *App*. Este crecimiento representa un aumento del 33% en comparación con el cierre de 2023.

Adicionalmente, en la *App mobile* 'Enel Clientes Colombia', optimizamos la experiencia del usuario, alcanzando una calificación de 4,4 estrellas en la tienda de Android y 4,6 en iOS. Entre los atributos más destacados por los clientes se encuentran la facilidad de uso, que permite realizar trámites de forma rápida y eficiente, y las funcionalidades prácticas, como el pago de facturas, consulta de consumos y acceso a información general del servicio, que son las más valoradas.





Dentro de las principales acciones desarrolladas en el 2024, se destacan:

- **Modelo de propensión al registro:** Construcción e implementación de un modelo basado en analítica de datos, que permite identificar comportamientos clave de los clientes registrados, para luego identificar dichos comportamientos en los clientes No registrados, con el propósito de crear campañas más efectivas para incrementar el número de clientes digitales.
- **Modelo Churn:** Construcción e implementación de un modelo basado en analítica de datos, que permite identificar si clientes registrados acuden a canales análogos o asistidos para resolver una consulta o requerimiento que puede resolver por los canales digitales auto gestionables, esto con el propósito de diseñar campañas proactivas para lograr cautivar nuevamente a este segmento de clientes y generar una mayor permanencia en el canal digital auto gestionable.
- **Campañas de comunicación "Always On":** Para potenciar el conocimiento y la adopción de los canales digitales, se implementaron campañas orgánicas y pagas en redes sociales, publicidad en motores de búsqueda, email y SMS segmentados. Además, se realizaron acciones específicas para el segmento Cundinamarca, implementando cuñas radiales en cerca de 13 municipios, y estableciendo alianzas con las alcaldías locales para ampliar el alcance y la participación comunitaria a través de sus redes sociales.
- **Mejoras en la Página Web:** Se reestructuró la página de inicio de la sección 'Hogares', para ofrecer una navegación más intuitiva y accesible a los usuarios. Además, se implementó una nueva sección de 'Ayuda', donde los clientes pueden consultar preguntas frecuentes sobre el servicio de energía, como facturación virtual, pagos, tarifas, productos y atención. También se incorporó un apartado para identificar los diversos canales de atención disponibles, facilitando el acceso a la información y mejorando la experiencia del usuario.

CANALES ANÁLOGOS

Atención Presencial:

La razón de ser del canal presencial es brindar una atención de alta calidad garantizando la satisfacción en cada encuentro, al gestionar las necesidades de los clientes que nos contactan, fortaleciendo los procesos y la solución en primer contacto.

En el 2024 se tuvieron activos diversos canales de atención presencial:

- **22 oficinas** en toda la operación (11 en Bogotá y 11 en Cundinamarca), con un promedio de 104.500 atenciones al mes, incluyendo las atenciones en los kioscos de autogestión.
- **Atención Integral Móvil** (AIM) con más de 25.000 atenciones en más de 1.200 jornadas durante todo el año, principalmente en los diferentes municipios de Cundinamarca.
- Presencia en más de **50 oficinas virtuales** con más de 8.800 atenciones al año, buscando tener mayor cobertura con los clientes de los municipios de Cundinamarca.

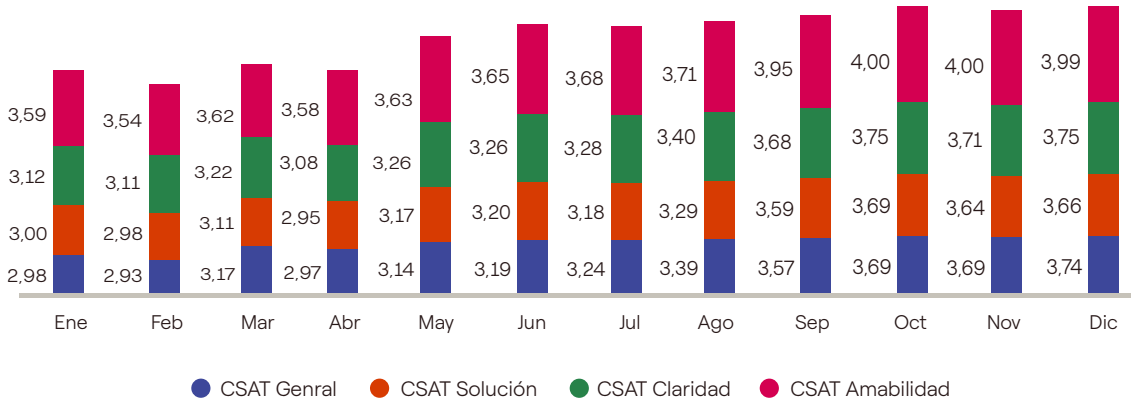
Además, se realizaron ferias y jornadas especiales con alcaldías locales y municipales, buscando así un acercamiento presencial con todos y asegurando la cobertura y presencia de Enel en Bogotá y Cundinamarca.

El canal de atención presencial busca gestionar **relaciones de confianza** con los **clientes,** brindando **experiencias memorables** al cumplir la **promesa de servicio**, apalancándose en la **digitalización** de los procesos y convirtiendo a los clientes en **promotores** de nuestra marca.

Es por ello, que durante el año 2024 se desarrollaron varias estrategias para fortalecer el modelo de gestión de la experiencia y la satisfacción del cliente en el canal, teniendo en cuenta el análisis de "la voz del cliente": encuestas diligenciadas posterior al cierre de la atención y los buzones de sugerencias.

Esto permitió diseñar más de 8 iniciativas enmarcadas en 6 frentes de mejora; logrando obtener resultados positivos en los 4 tipos de niveles de satisfacción que mide el indicador CSAT *(Customer Satisfaction Score)*: General, amabilidad, claridad y solución:

HISTÓRICO CSAT



Como parte de dichas iniciativas, se implementó un nuevo modelo de atención, que incluye el servicio de atención rápida (SAR). Este modelo tiene como objetivo ofrecer una gestión resolutiva frente a los requerimientos e inquietudes de los clientes, promoviendo el uso de las fonolíneas y las autoconsultas disponibles en nuestras oficinas de atención. De esta manera, se busca optimizar el tiempo que un cliente pasa en un punto físico de atención, a la vez que se fomenta la utilización de los canales digitales de la compañía. Para asegurar el éxito de este servicio, ha sido fundamental comprender las necesidades del cliente y orientarlo hacia la autogestión a través de los canales digitales, así como proporcionar la información necesaria sobre requisitos y trámites para garantizar que las solicitudes de los clientes se ajusten a los parámetros establecidos y se gestionen adecuadamente al interior de la compañía.

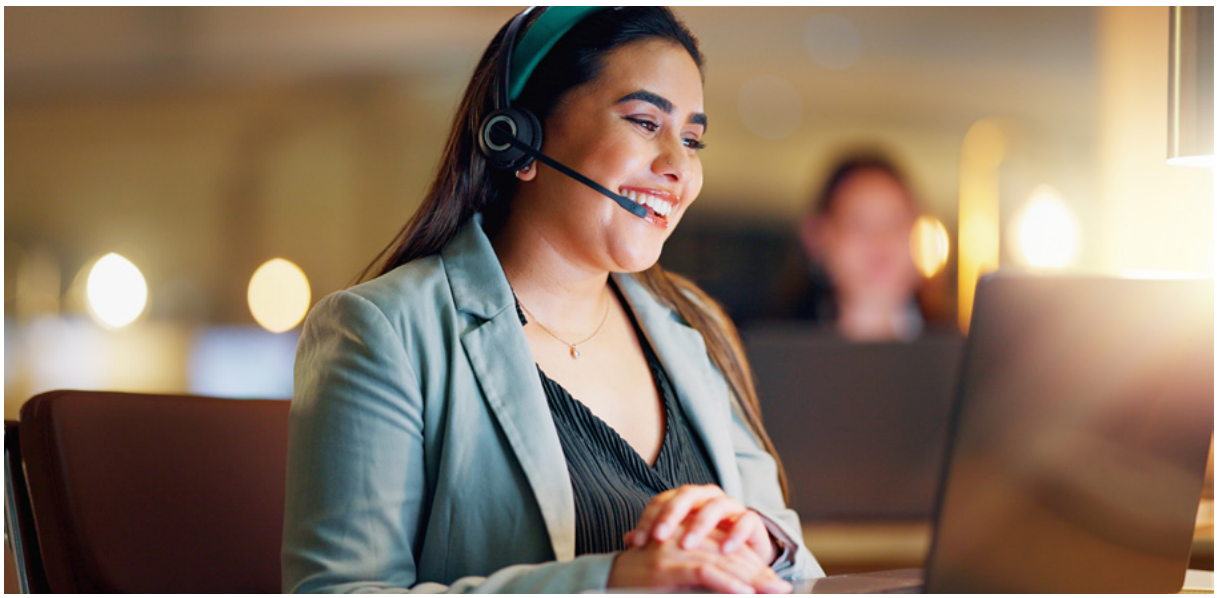
Esta estrategia, de fortalecimiento de trámites de autogestión, sumada al fortalecimiento del modelo de atención (*Customer Journey*), al seguimiento y control de los tiempos de espera y de atención, al control en línea desde el Centro de Monitoreo del Servicio (CMS) y el gestor de Turnos (Quenda), a la triangulación de apoyos remotos entre puntos de atención (bajo tráfico–alto tráfico), así como a la priorización de solución en primer contacto desde el *counter*, han permitido que a diciembre de 2024 en comparación con enero del mismo año, se redujera en 54% los tiempos de espera de los clientes que acuden al canal y una mejora del 23% en el nivel de servicio de 15 minutos y del 19% en el de 30 minutos.

Además, se diseñó e implementó el proyecto de "correcciones a la factura en primer contacto" con el objetivo de proporcionar soluciones inmediatas a las peticiones de los clientes que se acercan al canal de atención presencial, relacionadas con consumos y suspensión, corte y reconexión. Esta iniciativa ha permitido reducir los reclamos y mejorar la satisfacción del cliente, ya que, desde el primer contacto en el módulo de atención, el cliente puede resolver su solicitud de manera integral, sin necesidad de remitir su caso a un equipo de segundo nivel.

Igualmente, durante el 2024 se continuó fortaleciendo el ofrecimiento y efectividad de transacciones de valor como suscripción a factura virtual e inscripción a zona privada, logrando alcanzar e incluso mejorar los resultados obtenidos en años anteriores.

También se desarrollaron jornadas integrales con otros procesos de servicio al cliente y áreas internas de la compañía, con el fin de analizar y lograr disminuir los casos pendientes (*backlog*) por respuesta y en estado abierto; logrando una mejora del 36% en el segundo semestre de 2024 en comparación con el primero. Esto se ve reflejado en la mejora continua de la experiencia del cliente que acude al canal físico.

Por otro lado, y con el fin de generar mayor presencia y cercanía en los territorios de Cundinamarca, en el último trimestre del año, se inició el proyecto de apertura de 9 oficinas satélite logrando tener presencia en las 15 provincias, y fortalecimiento de la AIM en el departamento. Para ello, se inició a trabajar en el diseño,



adecuación y entrega de las nuevas instalaciones, así como en el proceso de compra de 3 vehículos adicionales (2 de renovación + 1 aumento de flota) que buscan facilitar la comunicación con la población rural, gestionar todo tipo de requerimientos, consultas y solicitudes; además de ofrecer una atención institucional para Alcaldías, Personerías y las entidades gubernamentales de los municipios de Cundinamarca.

En este mismo sentido, durante el 2024 se fortaleció la estrategia de comunicación del canal de atención "Oficina virtual", con el fin de dar a conocer el funcionamiento, trámites y promover su importancia en los municipios en donde se cuenta con este modelo de valor compartido, el cual es desarrollado con un aliado estratégico que nos permite estar presentes de manera continua en municipios de Cundinamarca que no cuentan con una oficina de atención, facilitando la cercanía y el acceso a nuestro servicio; es una atención gratuita por videollamada con asesores del *Call Center* que gestionan cualquier tipo de solicitud.

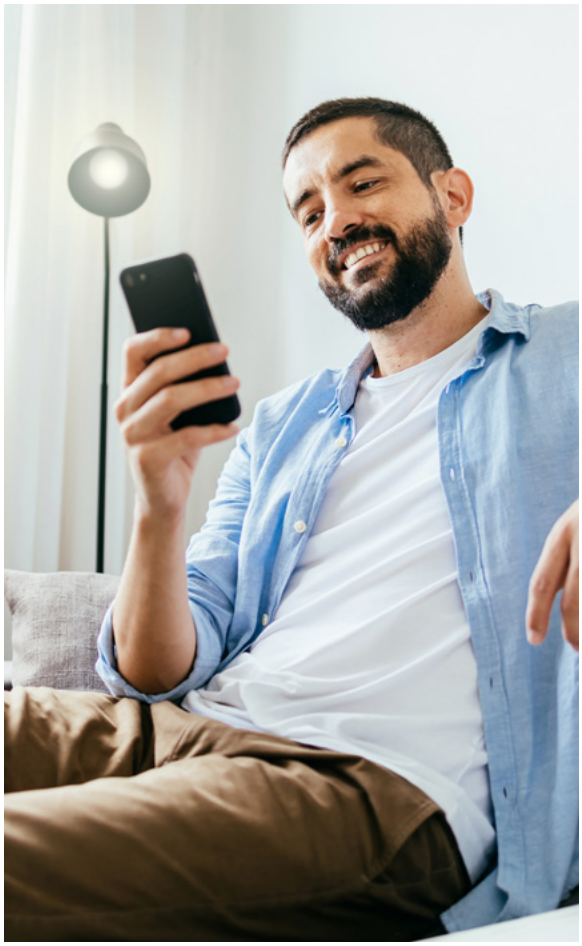
Desde el frente de seguridad y salud laboral, se desarrollaron iniciativas para fomentar el autocuidado y el cuidado mutuo de los trabajadores. Además, se hizo énfasis en la evaluación de las acciones y la respuesta ante amenazas que puedan generar riesgo colectivo para aquellos que operan en los centros de servicio.

En el 2024, el canal de atención presencial participó en 17 auditorías al proceso y algunos de los centros de servicio al cliente, en donde se evaluaron procesos de trinorma (interna y externa), antisoborno y revisión legal ambiental. Además, se programaron y ejecutaron con éxito 17 simulacros en cada uno de los centros de servicio activos de Enel en la operación de atención presencial en Bogotá y Cundinamarca, alcanzando un cumplimiento del 100%. Estos simulacros han fortalecido la preparación del personal para responder rápida y eficazmente ante diversas amenazas, como inundaciones, sismos, situaciones de orden público, hurto, fallas estructurales y explosiones. Este enfoque proactivo en la preparación y respuesta refleja el compromiso con la seguridad y bienestar del equipo, así como la eficaz gestión de posibles situaciones de emergencia.

Call Center

El propósito fundamental de este canal es la atención telefónica de clientes o no clientes del segmento B2C, Alumbrado público y alcaldías, con agentes en modalidad *Inbound*, *Outbound* y *BackOffice*, buscando gestionar las consultas, quejas, reclamos y requerimientos asociados al servicio de energía y productos de valor añadido (PSVAs).

El 2024 ha significado la consolidación del modelo *Cloud Contact Center* en el que operan simultáneamente 3 proveedores, dos enfocados en atenciones de naturaleza simple y uno que se enfoca en la atención de requerimientos de naturaleza compleja. Durante este periodo, las atenciones realizadas (2.818.699) con soporte de agentes, representan el 40,68% del total de llamadas ingresadas a la plataforma tecnológica. Los indicadores de gestión de estas llamadas tuvieron un cierre con un nivel de servicio del 82,89% y un nivel de atención del 95,91%, contemplando 4 procesos (*Market*, Emergencias, Enel X y Nuevas Conexiones).



Lo anterior, ha sido una senda sostenida de mejoramiento en estos principales indicadores posterior a la implementación de la nueva plataforma tecnológica de facturación. Como acciones claves que permitieron este logro, se destacan la reducción del tiempo medio de conversación y silencios improductivos, que ha sido el resultado de la implementación de analítica de datos para identificar en forma de cuartiles los segmentos de agentes de servicio con necesidad de acompañamiento y entrenamiento focalizado, lo que impacta positivamente en la experiencia del cliente. Así mismo, se han afinado los mecanismos estadísticos de predicción de llamadas ingresadas, agregando variables adicionales que permiten predecir estos volúmenes con una mayor precisión, esta actividad de *forecasting* se está ejecutando en el corto y mediano plazo, y cuyo resultado es una mejor estimación de capacidad instalada en el *front*.

Adicionalmente, se ha buscado de manera permanente tener disponibles transacciones de autoservicio. En 2024 se adicionaron 5 nuevas opciones de autoatención que corresponden a: Generación de convenios, Estado de cuenta, Reporte de lectura, Registro a factura virtual y Estado de orden de reconexión. El volumen total de autoatenciones en 2024 fue de 1.400.340, que representa el 20,21% de participación sobre el total de llamadas ingresadas al IVR. El top 3 de transacciones con mayor utilización por parte de los clientes son:

- Consulta del Estado de la Orden de Emergencia
- Consulta del Estado de la Cuenta
- Generación Orden de Emergencias

El *Call Center* ha sido un actor clave en el fortalecimiento de procesos comerciales y en la adopción de comportamientos digitales del cliente, en términos de colocación de tarjetas Crédito Fácil Codensa. El canal en su estrategia de *Service to Sales* ha logrado posicionar un poco más de 700 nuevos tarjeta habientes, así como alfabetizar al cliente en el contacto telefónico sobre la existencia y las ventajas de recibir su factura de manera virtual, logrando inscribir cerca de 100 mil clientes a este servicio. Estas actividades han sido estrategias enfocadas en aprovechar el momento del contacto con el cliente en la actividad del servicio.

En relación con el proceso de clientes Electrodependientes, se inició el proceso de modernización del parque de baterías de vida, que tiene como propósito estar preparados ante alguna necesidad de suplir energía por un tiempo limitado a clientes que requieren mantener operativos equipos de asistencia médica.



Gestión escrita y refacturación

En relación con el personal del canal de atención escrita, se realizó la migración de la operación de la modalidad de trabajo en casa a modalidad híbrida, de acuerdo con los niveles de satisfacción del cliente.

En cuanto a la gestión de comunicaciones, durante 2024 se recibieron 136.149 solicitudes de PQR'S mediante este canal, un incremento del 7,1% respecto al 2023.

Por otra parte, se implementó un nuevo modelo de operación del *Back Office*, gestionando los casos por niveles de complejidad, logrando una nueva dinámica en el trámite de las respuestas al cliente y, con esto, mayor agilidad en la resolución de casos de menor nivel de complejidad.

Para la gestión de radicados, a finales de 2024, se implementó un nuevo modelo de automatización de información para la elaboración de las respuestas a clientes, relacionadas con las taxonomías de: incremento de consumos, variación de consumos y reliquidación de consumos. Esto facilita la personalización de las respuestas y mejora en la satisfacción del cliente.

Adicionalmente, se logró la estabilización del nuevo módulo de refacturación en SAP, logrando realizar la gestión de las modificaciones a la facturación, cuando aplican, provenientes ya sea de una reclamación, solicitud del cliente o mediante una solicitud interna que permite corregir de manera anticipada la factura del cliente. Como resultado, se logró una disminución significativa en los reclamos presentados a la Compañía. Durante el 2024, se gestionaron 94.662 ajustes a la factura, disminuyendo 3% con respecto al 2023.



Debido a la implementación de la facturación electrónica de acuerdo con la regulación vigente, fue necesario la inclusión del documento equivalente producto de las refacturaciones generadas a las facturas de los clientes, para que de esta manera fuesen certificados por la DIAN.

Proyecto: Lenguaje Simple

En los canales presencial, fonoservicio, digital asistido y digital autogestionable, se hizo un rediseño de los estándares de servicio y la implementación de un protocolo de comunicación estandarizado y cercano al cliente, con nuevas plantillas de respuesta al cliente, caracterizadas por un lenguaje claro, mayor detalle para cada una de las pretensiones del cliente, gráficos de información y detalle de la normativa que sustenta dicha respuesta. Esto permitió mejorar en los resultados de satisfacción del cliente.

Mejoramiento del Modelo de Gestión

- Para casos de mayor complejidad relacionados con las taxonomías de Responsabilidad Civil, se implementó el esquema de contacto telefónico con el cliente, para precisar la afectación y facilitar la coordinación de una solución definitiva mediante reparación y/o devolución de dinero cuando ya se ha realizado la reparación.
- Durante el 2024, se realizaron jornadas masivas de atención en los municipios, logrando incrementar los niveles de solución en casos con afectación al cliente por la calidad del servicio. Esto nos permitió una mayor cercanía con los clientes en Cundinamarca.
- Se incorporó al proceso de *back office* el canal de correo Electrónico y Formularios, los cuales migraron a un nuevo modelo de gestión. En promedio se gestionan 33 mil correos al mes. El 88,36% de los casos de este canal se atiende en las siguientes 24 horas a la presentación de la solicitud.

Segmento Business to Business B2B

Gestión de Canales Digitales

Durante el 2024, fortalecimos el posicionamiento de los canales digitales como la principal vía de interacción para los clientes del segmento B2B, logrando un crecimiento del 38% en el volumen de transacciones en comparación con el cierre de 2023. El 94,1% de las transacciones (1'203.445) ingresaron a través de canales digitales, consolidando su preferencia debido a la agilidad en la atención.

El 90% de los contactos digitales correspondieron a transacciones de autogestión, sin requerir intervención de un asesor, mientras que solo el 10% fueron transacciones asistidas. Estos resultados evidencian el compromiso con la mejora continua en la experiencia de nuestros clientes, entregando herramientas agiles sin comprometer el relacionamiento.

Este logro se alcanzó gracias al enfoque en comunicaciones estratégicas, alineadas con los objetivos establecidos para la mejora del NPS, siempre orientando al cliente a la solución de sus requerimientos a través de funcionalidades digitales.

Canal telefónico

El canal telefónico se enfocó en anticiparnos a las necesidades de los clientes, por este motivo logró una reducción del -10,4% en el ingreso de llamadas frente al año anterior (2023: 93.714 y 2024: 84.123), como resultado de la implementación de diferentes estrategias y nuevos modelos de atención para diferentes procesos asociados a factura, conexiones complejas, mantenimientos, emergencias, formación constante del equipo para la solución de nuevos motivos en primer contacto y culturización en el autoservicio de clientes del segmento empresarial.

Los principales focos de trabajo en el año fueron:

- **Modelo de Atención Constructoras:** Se implementó el modelo proactivo de atención a clientes Constructoras, Camacol y secretaria del Hábitat, para centralizar, agilizar y realizar seguimiento de los casos mediante acompañamiento con comunicación bidireccional entre los actores de la cadena.
- **Modelo de Atención Corporativos:** Este modelo tuvo como objetivo mejorar el relacionamiento y la solución de los casos reportados por este subsegmento de clientes, mejorando los tiempos de respuesta, centralizando las comunicaciones y generando un valor agregado en los clientes.



- **Modelo de Atención Telemáticos:** Se implementó un modelo para el seguimiento de emergencias y fallas reportadas por estos clientes, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los tiempos y restablecer el servicio de manera eficiente.
- **Mantenimientos programados:** se implementó un tablero con los indicadores principales del proceso para medir la operación de principio a fin y garantizar el cumplimiento de las 72 horas previas de notificación.
- **Recuperación de experiencia:** los esfuerzos realizados permitieron recuperar el 82% de clientes detractores, algunas de las acciones fueron:
  - Escalamiento de clientes reiterativos
  - Creación de reporte para conocer los indicadores de satisfacción y NPS.
  - Monitoreo Cruzado para evaluar los procesos.
  - Gestión y seguimiento de clientes neutros para volverlos promotores.
  - Creación de material formativo para los asesores (lecciones aprendidas).
  - Creación de un formulario para retroalimentar a los asesores y escucha de llamadas críticas.
  - Encuesta a los asesores para conocer las mejores prácticas y fortalecer el conocimiento.

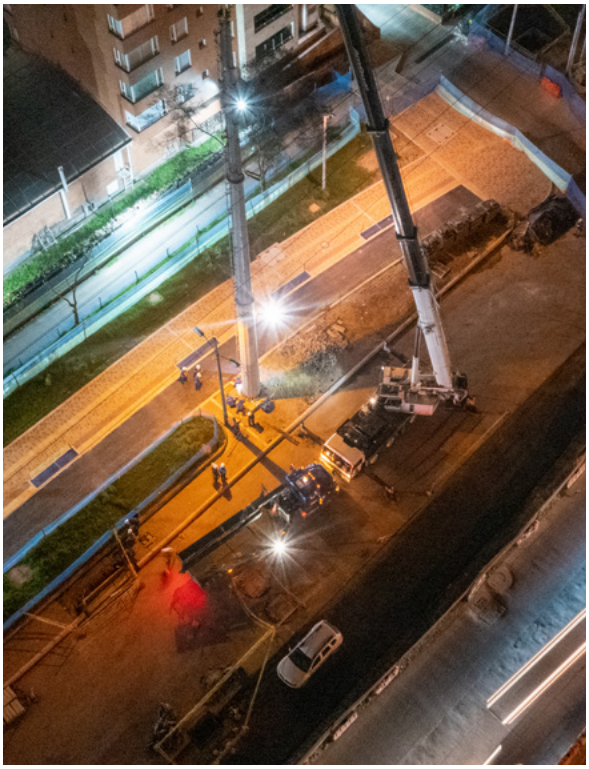
Canal escrito

- **Lenguaje simple:** en el 2024, se buscó brindar un mayor entendimiento a los clientes a través de comunicaciones con lenguaje simple, especialmente para los motivos de factura y compra de infraestructura.
- **Proceso de peticiones de factura:** Para clientes con peticiones de alta complejidad con temas asociados a la factura de energía, se realizó asesoría y acompañamiento a través de contacto telefónico y reuniones. El volumen de llamadas es de aproximadamente 20 peticiones mensuales, el resultado de este contacto ha sido una reducción en la reiteración de los clientes contactados en un 60%.
- **Proceso de peticiones de Compra Infraestructura:** Se implementó un proceso de contacto telefónico con clientes, para brindar asesoría y aclarar el proceso de convenios de compra de infraestructura. Esta acción ha permitido reducir en un 10% las solicitudes de contacto por el canal escrito, mejorando la eficiencia en la atención.
- **Manejo de clientes reiterativos:** Se continuo con la buena práctica de tener focalizados en un equipo especializado la atención de motivos de alto impacto, como son: consumo promedio, reliquidación de consumos, consumo no registrado y error de lectura, logrando la atención de 1200 peticiones.

Canal de atención especializado

Durante el 2024, algunos de los logros más representativos desde la arista de calidad del servicio son:

- **Clientes telemáticos:** con los clientes de mayor cobertura en este sector, se llevó a cabo la creación y envió de informes trimestrales en donde, basados en los puntos con mayor reporte de falla, se resaltan las acciones de mantenimiento realizadas por la compañía en pro a la calidad del servicio. Así mismo, se incluyó información sobre el uso de canales para reportar las emergencias y se promueve el uso de canales digitales para este propósito.
- Se tiene un modelo de atención diferenciado para este segmento de clientes, entendiendo su operación, tanto de antenas, estaciones base y centro de servicio, como de infraestructura con riesgos eléctrico o condiciones en mal estado.



- **Top 100 de clientes:**
  - Análisis y mantenimiento de circuitos en media tensión, permitiendo lograr intervenciones focalizadas y soportadas en estadísticas de este modelo de clientes.
  - Información proactiva sobre los trabajos realizados en los circuitos identificados como críticos, manteniendo a los clientes informados sobre estas actividades a través de *mailing*.
  - Se realizaron más de 100 reuniones personalizadas con clientes críticos, con el fin de lograr una revisión detallada de su problemática, llevando a cabo algunas visitas a plantas industriales y acciones conjuntas para brindar una estabilidad en cuanto a la calidad del servicio.
  - 30 grupos de interés con grandes Industrias, parques industriales y clientes telemáticos y corporativos.

- **Atención de casos:**
  - Se han atendido más de 10.200 casos por emergencias, concentrados en 3.511 clientes e incluyendo también la atención a comercializadores, principalmente del mercado no regulado.
  - En total se notificaron más de 2.100 clientes por trabajos programados con afectación total en el servicio. Se generó una notificación más personalizada a través de su comercializador.
  - En total se notificaron más de 6000 clientes por trabajos programados por suplencias. Este es un valor agregado importante que se tiene desde el segmento B2B, buscando impactar lo menos posible los procesos de los clientes a través de paradas controladas.
  - Se han gestionado más de 530 respuestas de casos para insumos de PQRs, entre los cuales está la creación de curvas de protección, aclaraciones de eventos en la red, confirmación de propiedad de activos, desde la arista técnica, entre otros.



Defensa de Mercado

En el 2024, el enfoque de las actividades para la defensa del mercado regulado logró retener energía de 2.64 GWh/mes (240% más con respecto al 2023) y recuperar energía de otros comercializadores de 2.09 GWh/mes (293% más con respecto al 2023) permitiendo alcanzar las metas fijadas de deserción neta, gracias a los siguientes frentes de trabajo:

- **Fidelización:** Se determinó la estrategia de fidelización de manera segmentada y planes de choque basados en el NPS, lo cual ha disminuido la pérdida de clientes, generando confianza en nuestra comercialización mediante la implementación de los siguientes planes de trabajo:
  - **Modelo de atención a clientes corporativos:** brindamos un canal especializado para su atención y acompañamiento.
  - **Proyecto *On Boarding*:** basado en la anticipación de las necesidades de empresas que retornan mediante el asesor de fidelización, para poder entregar un servicio integro y manteniendo el foco en autogestión, se logró la atención de 527 casos en 4 meses, generando eficiencias en los canales de atención tradicionales.
  - **Difusión de comunicaciones:** con Conecta Empresas generamos relacionamiento de valor y formamos a los clientes en temas relevantes de energía para las empresas.

- **Retención de clientes:** Se enfoco la estrategia a un análisis profundo de los puntos de dolor y las necesidades específicas de los clientes empresariales para entender la causa raíz, este enfoque ha permitido no solo mejorar la experiencia del cliente, sino también fortalecer su lealtad y consolidar nuestra posición como su proveedor de energía, para lo cual se diseñó:
  - **Modelo predictivo de deserción:** base de reclamaciones que procesa y transforma los datos, eligiendo un algoritmo de pesos y entregándonos un top 100 de clientes mensuales con una exactitud del 95%.
  - **Relacionamiento antes de la deserción:** Con el asesor de fidelización se hace un primer contacto para entender las reclamaciones, mejorar el escalamiento interno y ofrecer así experiencias personalizadas.
  - **Recopilación voz del cliente:** comunicaciones con los clientes que solicitan cambiar de mercado, para identificar dolores y debilidades para mitigarlos.

- **Recuperación de clientes:** La estrategia se enfocó en el análisis y mejora de las ofertas, simplificando y entregando información para el trámite de cambio de comercializador, buscando concretar negociaciones con grandes clientes, tanto del mercado regulado como no regulado y aprovechando la estabilidad de Enel. Este enfoque nos permitió mitigar la deserción neta, manteniéndola en valores bajos e incluso negativos nunca vistos.

Relacionamiento con clientes B2B

En 2024, Conecta Empresas se consolidó como una herramienta estratégica para fortalecer la relación con los clientes del segmento empresarial, a través de una comunicación oportuna y proactiva. Se hicieron avances significativos mediante eventos, campañas de comunicación y estrategias diferenciadas.

Entre los logros más destacados del año se encuentran:

- **Acercamiento con gremios y asociaciones:** Establecimos relaciones más cercanas con agremiaciones, parques industriales y asociaciones regionales, incluyendo entidades como Camacol, Asocolflores, la Secretaría del Hábitat y la Cámara de Comercio de Bogotá (CCB), entre otras.
- ***Webinars* y eventos presenciales:** Realizamos siete eventos exitosos, tanto virtuales como presenciales, diseñados para atender las necesidades específicas de nuestros clientes, especialmente constructores y corporativos. Estos espacios fortalecieron la relación y permitieron un mejor entendimiento de sus expectativas en temas clave como procesos de conexión, calidad de la energía y facturación.
- **Campañas de comunicación:** Lanzamos más de diez campañas que proporcionaron información crucial sobre temas sensibles que impactan directamente el NPS y la satisfacción del cliente.
- **Modelos analíticos:** Desarrollamos modelos analíticos para clientes con problemas de variación de consumos, consumos promedio, clientes corporativos, entre otros, con los que buscamos anticiparnos a sus necesidades, ofreciendo un servicio más ágil que permita mejorar su experiencia y fortalecer su fidelización.

Estos logros reflejan el compromiso continuo de Conecta Empresas por maximizar la experiencia del cliente, fomentar su lealtad y posicionarse como un aliado estratégico en la gestión de la energía empresarial.

Segmento *Business To Government* B2G

Call Center

Durante el año 2024 se realizó cambio de empresa colaboradora para la gestión de los temas de alumbrado público y alcaldías desde el fonoservicio, con la nueva empresa contratista ABAI.

Se logró identificar clientes especiales de alto impacto y se levantó un plan de acción con el fin de escalar los casos de dicho público, para dar solución de manera prioritaria.

Para los meses en los que la temporada de lluvias afecto considerablemente el alumbrado público, se capacitó a un nuevo equipo de trabajo, con el fin de soportar el sobre-tráfico en el fonoservicio, por el aumento de solicitudes de los clientes.

Por otra lado, con el equipo de la UAESP se realizaron mesas de trabajo mensuales, con el propósito de validar el estado de la operación de los diferentes canales con los que cuenta Enel para la atención de las peticiones de los ciudadanos.

Otros canales

Los clientes cuentan con los canales digitales de atención para reportar sus casos como *WhatsApp* Elena, *app*, redes sociales como *Facebook*, *Twitter* e *Instagram*, y también están disponibles los centros de atención al cliente y el correo de radicaciones.

Durante el año 2024 se implementó una mejora en el *WhatsApp* Elena de tal forma que los clientes pudieran realizar sus reportes de fallas de Alumbrado Público de una manera fácil y ágil.

Gestión escrita

En el 2024, el canal de gestión escrita que tramita los casos relacionados con consultas y requerimientos de entes gubernamentales y oficiales, así como temas de alumbrado público en Bogotá y Cundinamarca, continuó su plan de acción para fortalecer los procesos internos, buscando optimizar los indicadores de gestión asociados a la calidad de la información que se entrega a los clientes y los tiempos de respuesta a las comunicaciones recibidas.

Es importante destacar que en el 2024 se inició la relación contractual con la empresa colaboradora *Millenium*, quedando a cargo de la prestación de los servicios de gestión de este canal, a través de un equipo con dedicación exclusiva, que busca cumplir con los mejores estándares de calidad y oportunidad en la respuesta de las comunicaciones recibidas por parte de los clientes del segmento B2G. Se logró realizar un empalme exitoso con el anterior contratista y, así mismo, se realizó un trabajo coordinado con el segmento B2B, en el marco de la integración de los dos segmentos.



De manera complementaria, y para atender los requerimientos de clientes del segmento B2G asociados a la cadena de conexión de la red de energía de Enel Colombia, se dio inicio al contrato con el proveedor Atech – Ayesa, que, durante los 5 meses de ejecución a cierre de 2024, implementó procesos y procedimientos que redujeron los tiempos de atención y respuesta a los clientes, con lo cual se contribuyó a agilizar los proyectos del sector gobierno.

Durante el 2024 ingresaron más de 11 mil radicados, atendidos dentro de los términos de ley. Se reforzó hacia los clientes la digitalización a través del uso de otros canales de autogestión y nuevas plataformas como el formato de PQRS, el centro de servicio virtual Enel y la inscripción a factura electrónica.

Proyectos especiales B2G

El Modelo de atención de clientes estratégicos reafirmó el liderazgo de la Compañía en el Comité de Proyectos Estratégicos de la Alcaldía, el Comité Operativo de Obras e Infraestructura del distrito y el Comité de Infraestructura de Servicios Públicos del Distrito Capital. La participación de Enel en estos espacios contribuyó a impulsar los proyectos en curso por parte de la administración de la ciudad, logrando apoyar la puesta en marcha de centros de salud, hospitales, instituciones educativas, parques, entre otros espacios de desarrollo urbano, y se consolidó el modelo de servicio orientado a la mejora de la satisfacción del cliente de Gobierno.

Defensor del Cliente e Interacción Con Autoridades

En 2024, se consolidó el objetivo de *Customer Centricity* mediante la implementación eficaz de estrategias de multicanalidad. La diversificación de nuestros canales de comunicación tuvo un impacto significativo en la accesibilidad para nuestros clientes, mientras que el enfoque orientado al cierre efectivo de los casos permitió una resolución ágil y oportuna de sus inquietudes.

En lo que respecta a la digitalización, se avanzó en la adopción de nuevas formas de contacto al incorporar tecnologías innovadoras que reforzaron la interacción con nuestros clientes. La integración de soluciones digitales potenció la experiencia del cliente, representando un avance sustancial en la mejora de la atención.

Asimismo, el relacionamiento estratégico se vio fortalecido a través de la participación en reuniones con autoridades, clientes y *stakeholders*, promoviendo una comunicación fluida y decisiones fundamentadas. El respaldo a las operaciones se evidenció en la gestión eficiente de denuncias, casos y requerimientos de las autoridades, así como en el apoyo brindado en la actualización del Contrato de Condiciones Uniformes.



Histórico de transacciones

En 2024, se registraron un total de 275 requerimientos, reflejando la atención y gestión específica de las solicitudes de los usuarios. Asimismo, se recibieron 1.238 denuncias, lo que subraya la importancia de contar con un canal efectivo para que los usuarios puedan expresar sus inquietudes y reportar los hechos objeto de investigación. El manejo adecuado de estas denuncias no solo refuerza la transparencia operativa, sino que también contribuye a la identificación y corrección proactiva de posibles puntos de mejora. De manera paralela, se gestionaron 4.814 requerimientos provenientes de entidades de control, así como 99 casos institucionales que demandaron atención especializada. Estos casos destacaron la proactividad de Enel para mantenerse alineada con los estándares regulatorios y fortalecer la relación con las autoridades distritales y municipales.

Mesas de trabajo con la SSPD

Durante 2024, se realizaron un total de 13 mesas de trabajo con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en los municipios de cobertura de Cundinamarca. Estas mesas se destacaron por la inclusión de la participación de la comunidad local, promoviendo un diálogo abierto entre los usuarios, la Empresa y las entidades de Control. Esta iniciativa no solo fortaleció la transparencia y la comunicación, sino que también permitió abordar de manera proactiva las preocupaciones locales y ofrecer soluciones específicas para satisfacer las necesidades de la comunidad.

Enel participó de manera activa en encuentros como "Juntos por Cundinamarca", que tenían como objetivo fortalecer los lazos con las administraciones locales y colaborar de manera conjunta en la mejora de la calidad del servicio. Además, se remitieron informes periódicos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sobre los avances en el cumplimiento de los compromisos adquiridos en estos espacios, así como las respuestas a las solicitudes de información relacionadas con los planes de inversión presentados.



Algunos de los logros alcanzados durante 2024 son:

- **Liderazgo en el Proyecto de Plan de Acercamiento con Personeros Municipales:** Se fortaleció el vínculo con 37 personeros municipales con el objetivo de optimizar la gestión de reclamaciones, quejas y solicitudes. Este proyecto garantizó una respuesta eficiente y colaborativa, alineada con los estándares regulatorios y las expectativas de los municipios, promoviendo una atención más cercana y eficaz a las demandas de la comunidad.
- **Atención Presencial Itinerante en la Red de Oficinas de Enel:** Se continuó con la estrategia de atención presencial itinerante en la red de oficinas de Enel. Este enfoque permitió acercar los servicios de atención al cliente directamente a los usuarios, ofreciendo asistencia personalizada y fortaleciendo la relación con la comunidad. La iniciativa no solo mejoró la accesibilidad a los servicios, sino que también consolidó la conexión entre la Empresa y sus clientes, generando un mayor sentido de cercanía y confianza.
- **Atención Digital:** Centro de Servicio Virtual, Videollamada, Zona Privada Web y Correo Electrónico: Se avanzó en el fortalecimiento de los canales de atención digital, incorporando el Centro de Servicio Virtual de Enel, la opción de videollamada y una comunicación más eficiente a través del correo electrónico. Estas mejoras proporcionaron a los clientes opciones más flexibles y convenientes, además de agilizar la gestión de casos, contribuyendo significativamente a una mayor eficiencia operativa y mejorando la experiencia del cliente.
- **Socialización de Conceptos Emitidos por la Oficina Jurídica de la SSPD:** Se socializaron diversos conceptos emitidos por la Oficina Jurídica de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) que tienen impacto en la operación de la Empresa. Esta iniciativa garantizó una comprensión clara de los aspectos legales y regulatorios relevantes, facilitando la adaptación proactiva a posibles cambios normativos y fortaleciendo el cumplimiento de la normativa por parte de la Empresa.
- **Cierre Efectivo de Casos:** Se implementaron protocolos específicos para el seguimiento y retroalimentación continua de los casos, lo que facilitó la comunicación con los clientes y proporcionó actualizaciones oportunas sobre el estado y resolución de sus solicitudes. Este enfoque en un cierre efectivo no solo contribuyó a la satisfacción del cliente, sino que también fortaleció la confianza en los procesos de atención y resolución de problemas.
- **Trabajo Articulado con las Diferentes Áreas de Negocio para Atender Requerimientos de las Entidades de Control:** Se llevó a cabo una colaboración estratégica entre las distintas áreas de negocio para dar una respuesta oportuna a los requerimientos de las entidades de control, alineándose con los nuevos lineamientos administrativos y normativos. Esta coordinación permitió optimizar los tiempos de respuesta y asegurar el cumplimiento de las disposiciones regulatorias.
- **Materialización del Servicio de Operación del Proceso Defensor del Cliente e Interacción con Autoridades:** Se concretó la contratación de los servicios para la gestión de solicitudes de los clientes, considerando los ámbitos administrativo, técnico y operativo. Esta materialización garantizó la calidad, la oportunidad en la atención y la implementación de estándares orientados al mejoramiento continuo, así como a la digitalización de los servicios, lo que optimizó la experiencia del cliente y fortaleció la interacción con las autoridades correspondientes.



Gestión de Impactos y Riesgos Sociales

La estrategia para gestionar los impactos y riesgos sociales, como principio fundamental de rentabilidad social, económica y ambiental, se basa en principios de relacionamiento, comunicación y participación con los grupos de interés de la Compañía.

Garantizar la efectividad de las decisiones y acciones empresariales constituye el pilar de la sostenibilidad del negocio, fundamentado en principios participativos y democráticos. Esto permite prevenir acciones reactivas, costosas e ineficientes, beneficiando a todas las partes involucradas.

El fortalecimiento de la confianza mutua, el respeto hacia las comunidades y el afecto hacia la Compañía se logra a través de actividades como la comunicación transparente, oportuna y pertinente de las decisiones y acciones, lo que contribuye a consolidar la sostenibilidad de la empresa.

La estrategia de relacionamiento y gestión social se ha concebido como un eje fundamental para alcanzar los objetivos empresariales, definiendo tres líneas de acción clave:

1. Relaciones estratégicas: Construir, mantener y mejorar relaciones de confianza y afecto sostenibles en el tiempo, promoviendo y garantizando espacios de diálogo y debate con las partes interesadas sobre temas de interés común.
2. Viabilidad social: A través de acciones de relacionamiento, comunicación e información, se busca construir ambientes sociales legítimos, confiables y productivos en torno al desarrollo de los proyectos y operaciones de la compañía, lo que garantiza un desarrollo social sostenible.
3. Cultura de cliente: Fomentar alianzas estratégicas con las comunidades para favorecer las acciones corporativas, mediante el fortalecimiento de habilidades y competencias ciudadanas relacionadas con el conocimiento del negocio y otros temas de interés común.



JUNTOS POR CUNDINAMARCA

Con el inicio de las nuevas alcaldías municipales, Enel planteó el proyecto *Juntos por Cundinamarca*, que consistió en un acercamiento entre la empresa y las nuevas administraciones municipales. En el marco de este proyecto, se establecieron contactos con 105 alcaldías a través de 9 encuentros, los cuales contaron con la participación de entidades como la Secretaría de Minas y Energía de Cundinamarca, el Ministerio de Minas y Energía, y la Defensoría del Pueblo. Durante estos encuentros, se abordaron diversos temas de interés común, tales como:

- Gestión de la operación
- Plan de inversiones
- Procesos de nuevas conexiones
- Proyectos de sostenibilidad
- Canales de atención

ENEL TERRITORIO

Con el objetivo de mejorar la percepción de nuestros grupos de interés, se desarrolló la estrategia *Enel Territorio*, orientada a fortalecer las actividades de interacción y relacionamiento con los municipios de nuestra área de influencia. Los resultados obtenidos a través de esta estrategia son los siguientes:

- 8 municipios beneficiados
- 218 juntas de acción comunal contactadas
- 575 contactos con comunidades

Esta estrategia ha permitido estrechar vínculos con las comunidades locales, impulsando el desarrollo social y la sostenibilidad en el territorio.

Viabilidad social

Mediante estrategias de relacionamiento, comunicación e información para los diferentes grupos de interés, se buscó crear lazos de confianza y cercanía que garanticen el desarrollo social. Algunas de las actividades claves fueron:

- Viabilidad de adquisición de lotes: Identificar riesgos sociales para la futura construcción de las subestaciones
- Cumplimiento de obligaciones de licenciamiento ambiental: Garantizar el cumplimiento de los compromisos del capítulo social de los estudios de impacto ambiental
- Socialización de proyectos con autoridades: Reuniones estratégicas con alcaldes, concejales y demás grupos de interés en el marco de los proyectos

PROYECTOS EN VIABILIDAD

- Subestación Norte
- Línea de Alta Tensión Techo – Veraguas
- Subestación Occidente
- Subestación Intexona
- Subestación Centenario
- Subestación Guaymaral
- Línea de Alta Tensión Tren de Occidente
- Subestación Centenario
- Línea de Alta Tensión Guaca – Colegio
- Subestación Porvenir
- Subestación Bochica
- Línea de Alta Tensión Muña – Sauces
- Línea de Alta Tensión Zipaquirá – Ubaté
- Línea de Alta Tensión Medina – Mámbita

CUSTOMER ENGAGEMENT

- Bogotá
- Funza
- Soacha
- Fusagasugá
- Anapoima
- Girardot

Cultura del cliente

Se centró en la construcción de espacios de formación e información con el propósito de fortalecer las habilidades y competencias ciudadanas en el conocimiento del negocio, así como en otros temas de interés común, dirigidos a diversos grupos de interés, tales como empresas privadas, instituciones públicas, instituciones educativas y clientes en general.

Dentro de los temas abordados en estas actividades se incluyen:

- Charlas sobre el uso eficiente y productivo de la energía
- Riesgo eléctrico
- Régimen tarifario
- Fuentes no convencionales de generación

Durante el año 2024, se llevaron a cabo un total de 37 charlas, que contaron con la participación de 1.521 asistentes, contribuyendo así al fortalecimiento de la cultura energética y la educación en la comunidad.



NPS Relacional

Medición de la experiencia del cliente

En 2024 Enel obtuvo un resultado acumulado de 3,2% en la medición del NPS Relacional, métrica que busca conocer el nivel de recomendación a nivel general del producto de energía y la cual le proporciona a la Compañía un insumo desde la perspectiva del cliente para gestionar su experiencia. Los clientes promotores valoran el servicio de energía prestado y lo consideran bueno, como es el caso de Bogotá, zona que ha venido presentando una mejora significativa. Por su parte, los clientes detractores refieren temas asociados a aumentos del valor a pagar en la factura y mejorar la calidad en la prestación del servicio de energía, este último especialmente en algunas zonas de Cundinamarca.

Resultados NPS

	2024	2023
Energía Cundinamarca	-17,1	-19,2
Energía Bogotá	10,4	12,3
General	3,2	3,8

CSAT NPS Transaccional

Respecto a la medición de la experiencia del cliente, en 2024 los clientes contestaron alrededor de 523.600 encuestas a través de medios digitales, de los cuales se pueden destacar SMS y Marketing Cloud, esta última, se trata de una plataforma que hace parte del CRM de la compañía. Estas solicitudes de feedback permitieron evaluar el nivel de recomendación (NPS) y Satisfacción (CSAT), a partir de la experiencia del cliente en los diferentes canales de atención, como lo fueron: Whatsapp, APP, Redes Sociales, Pagina Web, Chat de Servicio, Atención Presencial, Fonoservicio y Gestión Escrita entre otros procesos y productos. Se obtuvo retroalimentación del cliente frente a: la facilidad de contacto, calidad de la atención por parte del asesor y la solución ofrecida. El resultado medio de la satisfacción de los clientes, respecto a las interacciones con los canales de atención de la compañía, durante 2024 fue de 54%.



GESTIÓN DE REDES – ENEL *GRIDS*

MARCO DE ACTUACIÓN

Datos físicos del sistema

Subestaciones		70 SSEE de potencia
		120 SSEE MT/MT
		91.336 centros de distribución
Transformadores de potencia		AT: 261 unidades – 11.018 MVA
		MT: 186 unidades – 928 MVA
		BT/MT: 1 unidad–0.045 MVA
Transformadores de distribución		94.823 unidades
Alimentadores MT		Urbanos 979 / 19.477 km
		Rurales 263 / 12.120 km
Red MT		Aérea 26.656 km
		Subterránea 4.940 km
Red BT		Aérea 41.052 km
		Subterránea 3.414 km
Postes		MT/BT: 966.745
Cámaras		405.017 unidades

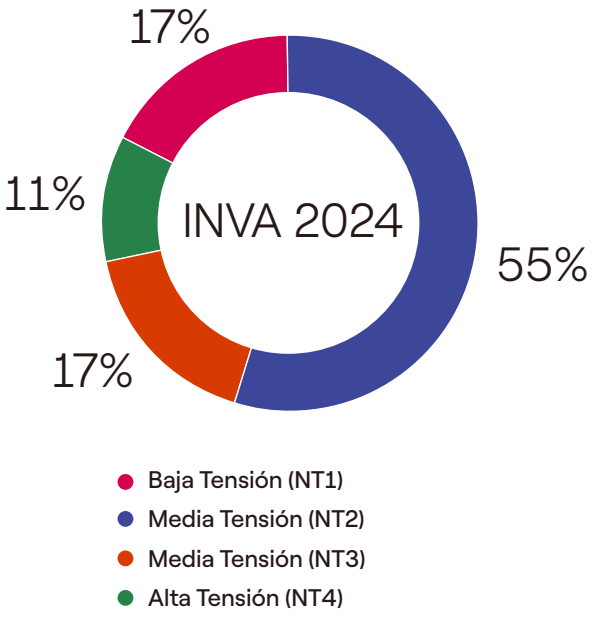


Contexto Regulatorio

El 2024 correspondió al sexto año del periodo tarifario de la actividad de distribución bajo la metodología de remuneración de la Resolución CREG 015 de 2018 y las Resoluciones CREG particulares 122 de 2020 y 068 de 2021.

El Plan de Inversiones aprobado por la CREG para el 2024 contiene la siguiente distribución por nivel de tensión:

INVA 2024 (PLAN DE INVERSIONES EXPRESADAS EN UNIDADES CONSTRUCTIVAS APROBADAS POR LA CREG A ENEL COLOMBIA) DISTRIBUIDO POR NIVEL DE TENSIÓN.



Se destaca que las inversiones ejecutadas por la empresa durante el 2024 se encuentran enmarcadas dentro de las disposiciones de la regulación vigente, garantizan la atención de la demanda bajo los estándares de confiabilidad, calidad y seguridad, y contemplan la infraestructura necesaria para el crecimiento esperado en la ciudad Región. Además, habilitan la integración de fuentes de generación renovable y la masificación de la movilidad eléctrica en el marco de la transición energética.

Por otra parte, la CREG a través de la Resolución 501 044 aprobó la remuneración de proyectos de expansión de cobertura de niveles de tensión 1 y 2 para el año 2024 en zonas interconectables del mercado de comercialización atendido por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P, con el propósito de atender 989 viviendas sin servicio de energía, localizadas en 20 municipios del departamento de Cundinamarca.

Contexto Operativo: medidas preventivas en un escenario de fuertes lluvias y contingencias

En el año 2024 durante los primeros meses del año se presentaron temporadas secas de altas temperaturas situación que no ocurría desde 2019; sin embargo, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), pronosticó aumento de precipitaciones por el fenómeno de la niña para el segundo semestre de 2024.

En los meses de octubre y noviembre la temporada de lluvias generó que se declarará desastre nacional y calamidad pública por la presidencia de la república con el decreto presidencial No. 1372 del 13 noviembre de 2024.

Se estima que el aumento de lluvias se extienda hasta marzo de 2025, trayendo consigo un aumento en el riesgo de inundaciones, deslizamientos de tierra que pueden afectar la infraestructura eléctrica que atiende de la zona de influencia de Enel Colombia.

Conforme con nuestra política de gestión de emergencias y de resiliencia innovadora nos preparamos para dar respuesta oportuna y efectiva ante las situaciones ocasionadas por la ola invernal que desencadenen fallas en la red con afectación de suministro a nuestros clientes.

Algunas medidas de preparación implementadas incluyen:

- Ampliación de la capacidad operativa de los centros de control AT/MT y BT
- Capacitación de operadores de respaldo, adicionales, en caso de que se requiera ampliar la operación remota
- Habilitación de seis consolas adicionales en el centro de control de respaldo
- Contratación de tres acuerdos para suministro de grupos electrógenos que permiten cubrir 27 MVA adicionales de demanda.

Así mismo se inició un plan de contingencia para garantizar la continuidad de la operación, el cual incluye 16 acciones macro que comprende actividades desde el aseguramiento de la estructura de recursos para cubrir situaciones de contingencia en terreno, hasta la gestión del conocimiento.

Durante el 2024 se realizó en conjunto con el (Instituto de Gestión de Riesgos y Cambio climático) IDIGER un simulacro distrital de emergencias en el cual se probaron los mecanismos de atención de emergencia y en el cual participaron las siguientes entidades: Cuerpo Oficial de Bomberos, Policía Nacional, Ejercito Nacional, secretaria de Integración Social, Secretaría de Movilidad, Secretaría de Medio Ambiente, Alcaldías locales de Santafé y Chapinero, entre otros.

Este simulacro permitió afianzar los mecanismos de comunicación, activación y atención de emergencias y contingencias.



EVOLUCIÓN Y EXPANSIÓN DE LA RED HACIA EL FUTURO

Plan de inversiones 2024

La planeación de las inversiones es un proceso que se actualiza cada año permitiendo adaptar el portafolio de proyectos futuros de acuerdo con las señales que muestra la red eléctrica, los urbanismos, la tecnología de consumo y los cambios económicos.

En este sentido en 2024 se han evidenciado factores claves a incluir en los ajustes del plan de expansión de la red:

- Aumento y consolidación de solicitudes de nuevas conexiones con alta potencia.
- El cambio climático impacta en mayor medida la continuidad del servicio ya que los eventos ambientales son más intensos.
- Bogotá y la región Sabana de Cundinamarca aumentan su densificación exigiendo que el distrito y los municipios formalicen planes parciales de más de 10 nuevas viviendas en promedio.

Para dar continuidad al desarrollo de nuestra infraestructura, el año 2024 contempló inversiones por un total de $ 1.17 Billones de pesos colombianos, distribuidas en cuatro grandes áreas:

Calidad de servicio: Enfocado en robustecer, digitalizar y aumentar la confiabilidad de la red. Además, implementar medidas avanzadas de automatización.

Mantenimiento: ejecución de actividades dirigidas a la reposición de activos con probabilidad de falla y/o que han alcanzado su vida útil. Ejecutar mejoras en el sistema de distribución.

Procesos transversales para la operación: Se destinaron esfuerzos hacia la arista tecnológica y la reducción de pérdidas de energía.

Atención de la demanda: Se llevaron a cabo proyectos para satisfacer las necesidades de conexión de clientes, abordando la creciente demanda y contribuyendo al crecimiento de la ciudad/región a través de proyectos en movilidad eléctrica (Regiotram, Metro, Transmilenio, buses eléctricos) y la conexión de generación distribuida.

Cada uno de estos enfoques se respaldó con un portafolio de inversiones diversificado, optimizado y rentable.

PLAN DE INVERSIONES (MILLONES COP)





Principales intervenciones y logros sobre la infraestructura

En el año 2024, se llevó a cabo la expansión de la capacidad de los activos de media tensión. Se realizaron conexiones masivas de clientes, se atendieron solicitudes de conexión de Grandes Clientes y se realizaron obras para respaldar la infraestructura eléctrica existente de los nuevos proyectos de movilidad en la región Bogotá-Sabana. A continuación, se detallan los hitos más relevantes:

Bogotá Región 2030:

En 2024 se construyó y energizó la nueva Línea Techo Veraguas de 115 kilovoltios (kV) con una longitud total de 6.2 km, con modernización de infraestructura existente de 2.6 km y la construcción de un nuevo tramo de 3.6 km; una infraestructura de refuerzo que viabilizará las conexiones de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) Canoas y la planta Elevadora a través de la subestación de energía eléctrica Río de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Adicionalmente, se puso en servicio la nueva Subestación Tren de Occidente y sus líneas de transmisión asociadas de 115 kilovoltios (kV), ubicada en el costado occidental de la vía Facatativá-Madrid (vereda El Corzo – Facatativá), con el objetivo de suministrar el servicio de energía requerido por el sistema Regiotram de Occidente, el cual será un tren 100% eléctrico que conectará a los habitantes de los municipios de Funza, Mosquera, Madrid y Facatativá, con la capital del país.

Por otro lado, para los demás proyectos que hacen parte de plan de expansión Bogotá-Región 2030, según su etapa de maduración, se adelantaron trámites de permisos con las autoridades pertinentes y se llevó a cabo el desarrollo de Ingenierías asociadas.

Conexión Generación Colombia UP:

Enel Colombia, alineado con las directrices establecidas en las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG 075 de 2021, entre otras, ha sido un actor clave en el impulso de la transición energética del país. A través de la integración de plantas de generación fotovoltaica en su sistema de distribución local, como operador de red ha contribuido significativamente al desarrollo de fuentes de energía renovable en Colombia.

Para el año 2024, Enel Colombia ha logrado un avance importante en esta transición, facilitando la conexión de tres plantas solares que suman una capacidad total de generación de 29,7 MW. Estas plantas, ubicadas en los municipios de Guaduas, Cucunubá y Simijaca, corresponden a los proyectos Honda 2, Jeques y Cóndor, respectivamente.

Estas iniciativas no solo apoyan la transición energética del país, sino que también responden a la creciente demanda de energía de fuentes sostenibles en Colombia, reforzando el compromiso de Enel Colombia con el medio ambiente y el futuro energético del país.

Conexiones Grandes Clientes:

El objetivo de este proyecto consiste en construir redes destinadas a la alimentación específica de clientes con alta demanda de potencia. Gran parte de los trabajos están orientados a atender las cargas ubicadas en áreas cercanas a los núcleos urbanos, especialmente en los municipios de Funza, Mosquera, Bogotá y Madrid. En este caso, se llevaron a cabo obras civiles y eléctricas para 5 circuitos, con 5.5 km de canalización y 25 km de red de media tensión. También se atendieron proyectos rurales en las zonas adyacentes a los municipios de Funza, Mosquera, Soacha y Bogotá, con la construcción de 4.6 km de canalización y 13.5 km de red de media tensión subterránea.

Conexiones Masivas de Clientes:

Para garantizar la disponibilidad de potencia en circuitos de uso común, se realizaron trabajos de construcción de nuevos circuitos para reducir la carga en los circuitos que sirven tanto al municipio de Guachetá, mediante la construcción de 7 km de red de media tensión, como al municipio de Funza, a través de la construcción de 1 km de canalización.



Proyectos de Ampliación de Capacidad:

Respondiendo a las necesidades generadas por el crecimiento demográfico y los requisitos de refuerzo de redes, se realizó la construcción de 24.5 km de redes subterráneas y 60 km de redes aéreas de media tensión para suministrar energía a cargas ubicadas principalmente en los municipios de Ubaté, Flandes, Girardot, Mosquera, Guaduas, Nemocón, Fusagasugá, Nocaima, La Vega, Cota, Suesca y Tocancipá.

Telecontrol

En continuidad a nuestro plan de transformación digital de la red en el 2024 se realizaron las siguientes actividades sobre el parque de telecontrol de Media Tensión:

- Instalación de 158 nuevos equipos tele controlados para llegar un total de 8.466 equipos, que contribuyen a mejorar la calidad del servicio.
- Configuración de 27 equipos en automatización FRG, con lo anterior se cuenta con 752 circuitos que tienen por lo menos un equipo con automatismo activado
- Instalación de 28 soluciones de comunicación satelitales en los puntos de donde no se tiene cobertura de comunicación por GPRS ni DMR.
- Migración de 1.125 equipos a fibra óptica en 2024, llegando a un total de 2.838 equipos migrados.
- Inicio con la transición a tecnología 4G en equipos con canal de comunicación celular por medio de un piloto donde se migraron 150 equipos en 2024

Digitalización sistemas de control y protección en las Subestaciones Balsillas y Noroeste:

El 26 de Julio de 2024, se llevó a cabo la finalización del proyecto, reemplazando los dispositivos de control electrónicos obsoletos por nuevos dispositivos de control digital. A continuación, se indican la cantidad de bahías modernizadas en control y protección:

- Subestación Balsillas: 21 bahías de alta tensión
- Subestación Noroeste: 21 bahías de alta tensión.

En total, se digitalizaron 42 bahías de líneas o transformador y 2 esquemas de diferencial de barras 87B, en niveles de tensión de 115 y 230 kV, sustituyendo el cableado de cobre por cable de fibra óptica, lo que genera un ahorro de más de 150 km de cable multiconductor, liberando espacio de canalizaciones dentro de la subestación y reduciendo los puntos falla.

Es importante destacar que, durante el proceso de digitalización, se modernizó la infraestructura de comunicaciones mediante la instalación de un sistema de bus de procesos y el desarrollo de *firmware* a nivel de bus de estación, llevando toda la señales y medidas por el protocolo IEC 61850. Todo esto contribuye al mejoramiento de la operación remota de estas subestaciones y la calidad del servicio para los clientes de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Ampliación de carga en Subestación Noroeste





Con el objetivo de atender las necesidades de demanda de energía para clientes industriales los municipios de Funza y Cota, se realizó la instalación de un nuevo transformador de 63 MVA a un nivel de tensión 115/34,5 kV y la instalación de una bahía de 115 kV para la conexión del transformador. Adicionalmente, se construyó una nueva casa de control e instalación de nuevas celdas de 36 kV para la conexión de los circuitos de alimentación de los clientes industriales.

El nuevo transformador fue declarado en explotación comercial por XM el 20 de diciembre de 2024.

Ampliación y reposición celdas Subestación La Calera

Como parte del plan de ampliación de capacidad instalada y de renovación de celdas de distribución en media tensión, durante el año 2024 se llevó a cabo en la Subestación la Calera la adecuación de caseta y montaje de dos trenes de celdas primarias (13 celdas) de 34.5 Kv, que reemplazan las bahías convencionales ubicadas en el patio de la subestación. Con esta modernización se garantiza la flexibilidad del sistema y la mejora en la calidad del servicio de los clientes urbanos y rurales del municipio de la Calera, así como la atención de la demanda de clientes industriales como Cemex y la conexión de la pequeña central hidroeléctrica Ventana de la Empresa de Acueducto de Bogotá.

Normalización a celdas Subestación Tamarindo

La subestación Tamarindo 34.5/13.2 kV está ubicada en el casco urbano del municipio de Anapoima. Esta subestación de media tensión, presta servicio a más de 10.000 clientes en las zonas urbana y rural de este municipio.

Como parte del plan de modernización, se llevó a cabo la construcción de una nueva casa de control, adecuaciones de obras civiles y la instalación de dos trenes de celdas (22 nuevas celdas) que reemplazaron las bahías obsoletas ubicadas en el patio de la subestación para incorporar tecnología más avanzada, habilitar la conexión de nuevas redes de media tensión para la interconexión regional y mejorar la calidad del servicio prestado.





Normalización y ampliación Subestación Mámbita

La subestación Mámbita AT/MT 115/13.8 kV está ubicada en la inspección de Mámbita, municipio de Ubalá, beneficiando a más de 1.500 familias de los municipios de Ubalá, San Pedro de Jagua, Medina y las zonas de electrificación rural.

En 2024, se llevó a cabo un importante proyecto de modernización en el cual se construyó una nueva torre para la llegada de las líneas de Alta Tensión (AT).

Adicionalmente, se instalaron 2 bahías híbridas 115 kV para las líneas Guavio y Santa María, junto con una bahía hibrida de transformación 115 kV y el reemplazo del antiguo transformador de 8 MVA por uno nuevo de 25 MVA.

Igualmente, se realizó la construcción de una nueva casa de celdas y la instalación de un nuevo tren de celdas primarias para los 5 circuitos de 13.8kV existentes.







Ampliación de carga Subestación Cota

La subestación Cota 34.5/11.4kV, se encuentra ubicada en la cabecera municipal del municipio de Cota, beneficiando los a más de 20.000 clientes de los municipios de Cota, Chía y parte de Funza, incluyendo las zonas rurales de estos municipios.

En respuesta al crecimiento demográfico y las necesidades de reforzamiento de redes, se llevó a cabo un proyecto de ampliación de la subestación, reemplazando los dos transformadores existentes incrementando la capacidad total de 10 MVA a 20 MVA.

Además, se realizó la remodelación de los equipos de maniobra y la instalación de 3 nuevas bahías de 11.4kV, mejorando la flexibilidad de las redes y optimizando la calidad del servicio.



Normalización celdas Subestación Diamante

La subestación Diamante 34.5/13.2 kV se encuentra ubicada en el municipio de Girardot y está interconectada por 34.5kV con las nuevas subestaciones Barsaloza y Flandes, alimentando a más de 18.000 clientes del municipio de Girardot.

En 2024, se realizó un importante proyecto de remodelación reemplazando los equipos de maniobras de 34.5 kV y las celdas existentes de 13.2 kV obsoletos, por 2 nuevos trenes de celdas de 34.5 kV (7 nuevas celdas). También se instalaron 2 nuevos trenes de celdas de 13.2 kV (11 nuevas celdas).

Todo esto con la finalidad de mejorar sustancialmente la calidad del servicio en la zona de influencia con mayor flexibilidad y distribución de las cargas asociadas a la subestación.

Ampliación de carga Subestación Mosquera

La subestación Mosquera 115/34.5/11.4 kV ubicada en el casco urbano del municipio de Mosquera, es un punto importante de conectividad para el sistema de alta tensión y relevante para el suministro del servicio eléctrico a más de 24.000 clientes del municipio de Mosquera, Funza y los pueblos veredales, además de tener conectado clientes industriales importantes en la zona de influencia como Fundikon, Data center, entre otros.

En 2024, se realizó un importante proyecto de ampliación de carga; se construyeron 2 nuevas bahías para conexión de circuitos de 34,5 KV destinados para clientes industriales de la zona (Ascenty y Odata_ZF) y adicionalmente se realizó el reemplazo de un transformador de potencia de la subestación de 30 MVA a 40 MVA para atender la demanda de energía de los nuevos clientes industriales.





Normalización y reposición Subestación Techo

Con una inversión de más de 16 mil millones de pesos (2023-2024), Enel Colombia S.A. E.S.P culminó la modernización de la Subestación eléctrica Techo, beneficiando a más de 400 mil habitantes de las localidades de Kennedy, Puente Aranda y Fontibón, junto con la optimización de la calidad del servicio.

En 2024, se desarrollaron actividades de obra civil, el montaje de nuevos equipos de potencia (transformadores, bahías) y la instalación de nuevos sistemas digitales de control y protección para optimizar la calidad del servicio, reducir los cortes de energía por fallas en la red y mejorar la confiabilidad del sistema.

Esta subestación era una de las más antiguas de la capital, la cual pasó de tener una capacidad de 90 MVA a 120 MVA, en aras de garantizar la creciente demanda de energía requerida para los proyectos de infraestructura, urbanismo y vivienda que se están construyendo en estas localidades.





Aumento de Capacidad Líneas–115 kv Norte

La Sabana Norte de Cundinamarca es una zona de alta expansión residencial e industrial, y por ello de crecimiento económico de la región.

Enel Colombia S.A. E.S.P, como operador de red, tiene un reto importante para garantizar el servicio de energía eléctrica en esta zona, ya que a pesar de que la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) tiene proyectos estratégicos en el plan de fortalecimiento del sistema de la región a diferentes niveles de tensión de 115 kV, 230 kV y 500kV, estos no han podido ejecutarse en su totalidad, generando riesgo sobre la atención de la demanda de los próximos años.

Esta región reúne más de 320.000 clientes y presenta un alto crecimiento a nivel de clientes industriales.

La red que soporta esta zona se compone de 27 circuitos de 34,5 kV y 109 circuito de 11,4 kV y 16 líneas de Alta Tensión a 115 kV, las cuales se conectan a las subestaciones estratégicas del sistema mediante una red construida en los años 50 y los años 90.

Con el fin de atender la demanda creciente al corto plazo, se realizaron los análisis pertinentes del sistema concluyendo que era necesario realizar la repotenciación de las líneas Noroeste-Tenjo (NOTJ) con 15,9 km, Tenjo–El Sol (TJES) con 16,5 km, Bacatá–El Sol (BTES) con 23,5 km y Bacatá- Chía (BTIA) con 8.2 km a 1200 Amperios de las líneas de transmisión a 115 kV existentes que transmitían 800 Amperios cada una.

La ejecución de la repotenciación en las 4 líneas (64 km) se realizó desde mediados de 2023 hasta septiembre de 2024, cumpliendo con la FPO declarada a la UPME. En este proyecto se realizó la implementación del conductor HTLS ACCC Lisbon, lo cual tiene un impacto importante en términos de sostenibilidad, ya que permitió su instalación sin modificar las torres o postes existentes, contribuyendo así a mantener las condiciones del medio ambiente, sacando el mayor provecho a nuestros activos. Estas cuatro (4) líneas de transmisión a 115 kV que alimentan la región, inicialmente transportaban 487 MVA y con la intervención se proyectó un incremento en un 50% es decir, 717 MVA.

Normalización de la Línea Zipaquirá–Ubaté

En el año 2024, se finalizó la reposición de 22 km de la línea de alta tensión Zipaquirá–Ubaté 115 kV, en el tramo comprendido entre el sector de la vereda la Ruidosa (municipio de Nemocón) y la subestación Ubaté.

Como parte del proyecto, se desmontó la infraestructura antigua y obsoleta, se realizaron las regularizaciones de servidumbres, la gestión ambiental del corredor, el montaje de variantes provisionales de la línea para mantener el servicio, el montaje de 72 nuevas estructuras, (23 postes y 49 torres) y el tendido de nuevo conductor de capacidad de 800 amperios.



Con la reposición de este tramo de línea se mejora de manera ostensible la confiabilidad y calidad del servicio para más de 47 mil clientes entre residenciales, comerciales, institucionales e industriales. Esta es una línea radial de la que dependen los municipios de Carmen de Carupa, Cucunuba, Fúquene, Guachetá, Lenguazaque, Ubaté, San Cayetano, Simijaca, Susa, Sutatausa y Tausa.

Reposición Línea 115kv Muña–Sauces Fase II

En el año 2024 se completó la etapa de construcción pertinente a la reposición de 28 km de la Línea Muña-Sauces 115 kV.

Se desmontó la infraestructura antigua y obsoleta, se realizaron regularizaciones de servidumbres, gestión ambiental del corredor, montaje de 78 nuevas estructuras, (6 postes, 70 torres y 2 pórticos especiales) y el tendido de nuevo conductor de capacidad de 800 amperios.

Con la reposición de esta línea se mejora de manera ostensible la confiabilidad de esta red, la cual redunda en la calidad del servicio para para los municipios de la provincia de Sumapaz, donde se presta el servicio a más de 350.000 habitantes (91.160 clientes), en los municipios de Sibaté, Fusagasugá, Pasca y Soacha

Reposición Línea AT Guaduero–Dorada

En el año 2024 se concluyó la etapa de construcción pertinente a la reposición de 20,7 km de la LT Guaduero- Dorada 115 kV. Se realizó el desmontaje de la infraestructura antigua y obsoleta, la regularización de servidumbres, la gestión ambiental del corredor, el montaje de 44 estructuras tipo torre, y el tendido de conductor de fase AAAC 315 con capacidad de 800 amperios.

Con la reposición de esta línea se mejora de manera ostensible la confiabilidad de esta conexión de alta tensión, la cual redunda en la calidad del servicio para la estación de bombeo de crudos y refinados de hidrocarburos de la empresa Cenit, filial de Ecopetrol, en Guaduero Cundinamarca.

Grids Mobility

Teniendo en cuenta la iniciativa por parte de la Gobernación de Cundinamarca que busca garantizar la continuidad de la política de movilidad de la Región Capital para consolidar el sistema de transporte público entre la ciudad de Bogotá y los municipios de la Sabana de Occidente (Funza, Madrid, Mosquera y Facatativá), de tal forma que se convierta en el eje estructurante de movilidad para dar inicio a un Sistema Integrado de Transporte Regional (Regiotram) a través de la Empresa Férrea Regional, durante el año 2024 se

culminó la construcción de la Nueva **Subestación Tren de Occidente** y para el año 2025, se tiene proyectada la construcción de la Nueva **Subestación Montevideo.**

A continuación, se describen los avances pertinentes de estos 2 importantes proyectos:

Subestación Tren de Occidente

La Subestación Tren de Occidente y sus líneas de transmisión a 115 kV están ubicadas en el municipio de Facatativá, vereda El Corzo, departamento de Cundinamarca.

En el 2024, se terminaron los trabajos de construcción y se puso en operación junto con la Línea de Transmisión Faca Balsillas (doble circuito 115 kV-1.14Km), garantizando el punto de conexión de 25 MVA a 115 kV para la futura subestación Corzo, la cual hace parte del patio taller del proyecto masivo de movilidad eléctrica REGIOTRAM DE OCCIDENTE.

Este proyecto beneficia a 226.000 habitantes de los municipios de Madrid, Zipacón y Facatativá, aumentando la capacidad instalada en 80 MVA,

De igual forma, incluye la intervención de los circuitos Cubia y Zipacón, (15 km red aérea y 7,5 km de red subterránea de media tensión) con tecnologías que minimizan el impacto y la afectación con el entorno dentro de la conexión de los circuitos Paisita, Bendición, Luzama y Bohemia, garantizando la disponibilidad de energía a los clientes de esta región de Cundinamarca.





En una segunda etapa, se construirán aproximadamente 15 km de líneas de doble circuito, interceptando la línea Noroeste-Mosquera a 115 kV, con el objetivo de respaldar la carga del tren en la Subestación Tren de Occidente a 115 kV. Además, la subestación estará conectada con la línea a 115 kV Balsillas. Faca. Durante el año 2024, se avanzó en la ingeniería de detalle y formulación del Estudio de Impacto Ambiental – EIA.

Subestación Montevideo

La Subestación Montevideo y su línea de transmisión a 115 kV están ubicadas en Bogotá, Localidad de Teusaquillo.

Durante el año 2024, se formalizó la constitución de servidumbres con el Instituto Nacional de Vías–INVIAS, se obtuvo el Licenciamiento Ambiental y se adjudicaron los contratos para la construcción de la subestación y la línea de transmisión de alta tensión.

Por otra parte, se construyeron 0,3km de red de media tensión que será usada inicialmente cómo red provisional de obra durante la etapa de construcción, pero que cambiará su uso a red de salida de carga durante la etapa final de operación, También se avanzó en los trabajos civiles que permitirán las salidas de los circuitos, construyendo 3 km de canalización en los sectores aledaños a la ubicación de la subestación.



Subestación Porvenir:

La Alcaldía Mayor de Bogotá, a través de la Empresa Metro de Bogotá -EMB- quien lidera la construcción de la primera línea del Metro de Bogotá, se tiene previsto construir la Subestación Porvenir, la cual será el segundo punto de conexión del proyecto Metro que se localizará en el Patio Taller de la primera Línea del Metro.

Durante el 2024, se construirán aproximadamente 2 km de red doble circuito en Alta Tensión para alimentar la subestación, compuesta por dos transformadores de 40MVA y una bahía en 115kV. Este año se avanzó con la adjudicación de los contratos que desarrollarán las obras de la Subestación y su línea de transmisión, así como la obtención de la licencia ambiental, formalización de la servidumbre para la localización de la Subestación y Promesa de Servidumbre para la Línea de Transmisión con la Empresa de Acueducto de Bogotá – EAAB.

La subestación Porvenir alimentará las cargas urbanas, industriales y comerciales de parte de la localidad de Bosa y como preparación de la red, se han construido 3,6km de red de media tensión, así mismo, los trabajos abarcaron modificaciones e instalaciones de los nodos de telecontrol que permitirá la operación de esta nueva red a la entrada en funcionamiento de la subestación.

Situación área oriental:

El Área Oriental conformada por: Bogotá, Cundinamarca, Meta y Guaviare; agrupando aproximadamente el 23% de la demanda de energía eléctrica del país. Adicional, resaltar que en 2024 esta área eléctrica tuvo un crecimiento de demanda superior al de otras áreas eléctricas de Colombia, principalmente apalancado por su desarrollo minero y empresarial.

Lo anterior implica que, para atender la creciente demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, se requiere principalmente de la rápida entrada en operación de nuevas centrales de generación en el área (iniciativas públicas y/o privadas) y el desarrollo de corredores eléctricos robustos que conecten esta área con otras, con el fin de intercambiar la energía eléctrica faltante en el área. Sin embargo, los ejecutores de estos corredores se han encontrado con múltiples desafíos que no les ha permitido ponerlos a disposición del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los proyectos de expansión definidos y que solucionan estructuralmente las problemáticas que se tienen: **Chivor II–Norte – Bacatá 230 kV**, **Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV**, **Virginia – Nueva Esperanza 500 kV** y **segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV**.

El sector eléctrico ha planteado lo siguiente en las mesas nacionales:

- El Consejo Nacional de Operación (CNO) ha identificado al área oriental como una de las tres áreas críticas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con los análisis de planeamiento operativo eléctrico elaborados por el Centro Nacional de Despacho (CND-XM). Estos análisis tienen como objetivo identificar las situaciones riesgosas que podrían afectar el abastecimiento seguro y confiable de la demanda en las áreas.
- XM (operador nacional del sistema) ha informado en diferentes escenarios del CNO que, sin considerar la entrada en operación de los proyectos de expansión definidos para el área y para una demanda superior a 3500 MW, existe una probabilidad de 11% de contar con la disponibilidad de generación necesaria para lograr la atención segura y confiable de la demanda del área.
- Las proyecciones utilizadas en los análisis del CND-XM, cuyo insumo son las proyecciones de demanda de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y las estimaciones de los operadores de red del Área Oriental; esta demanda de 3500 MW se podría presentar entre 2027-2034, sin perjuicio de que incluso pueda ser antes.

Propuestas de mitigación a atrasos de obras aprobadas en el área oriental:

En el presente año, la UPME ha venido coordinando mesas de trabajo con los agentes del área oriental, incluido XM y CNO, con el fin de analizar el nivel de riesgo, discutir y plantear nuevos planes de mitigación que atiendan el crecimiento de la demanda mientras que entran en operación los proyectos **Chivor II–Norte – Bacatá 230 kV** y **Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV**. Enel Colombia ha participado activamente en las mesas de trabajo del área oriental coordinadas por la UPME y que incluye a XM y el CNO, mediante análisis de efectividad y viabilidad. En simultáneo ha presentado a la UPME alternativas de mitigación ante el atraso de los proyectos **Chivor II–Norte – Bacatá 230 kV** y **Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV**, las cuales se podrían ejecutar en el corto y mediano plazo como:

- **Cierre del enlace Guateque–Sesquilé 115 kV:** El cierre de este enlace permite contar con un punto de inyección adicional desde la subárea de Boyacá. El alcance técnico de esta iniciativa es el cierre de un anillo en las líneas STR que transporta potencia desde Guavio hasta Sesquilé. Esta iniciativa se logró finalizar con éxito y actualmente EBSA gestiona un inconveniente por envejecimiento de la línea y representación al dueño del activo, Intercolombia.



- **Transformador de Guavio 230/115 kV:** Aumentar la capacidad del transformador de Guavio 230/115 kV de 40 a 90 MVA, con el fin de eliminar la restricción ocasionada ante las contingencias por falla del transformador Chivor 230/115 kV que ocasiona sobrecarga.
- Actualmente la UPME detalla un plan para reforzar la región de Casanare con infraestructura de 220kV.
- **Repotenciación de las líneas que atienden actualmente la Sabana Norte de Bogotá:** El alcance de esta iniciativa contempla la repotenciación de las líneas Bacatá – Chía 115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV con el fin de aumentar su capacidad de 800 A en una capacidad de 1200 A.

  En septiembre de 2024 este proyecto finalizó y se energizó de manera exitosa.

- **Proyecto subestación Sopó 230/115kV:** Esta alternativa tiene como objetivo adelantar en el horizonte de planeamiento, la construcción de una frontera adicional en la Sabana Norte, debido al crecimiento de la demanda en la región. Se tenía estimado que esta necesidad fuera requerida por el sistema en 2040; sin embargo, proponemos anticipar su puesta en operación para el año 2026, con el fin de cubrir el riesgo de atraso en los proyectos **Chivor II–Norte – Bacatá 230 kV** y **Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV**. Esta alternativa de mitigación no representa un sobrecosto para el sistema y puede evitar riesgos por racionamiento de energía en la región.

  La adopción de este proyecto al Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036 se encuentra aprobado por el MME. En 2025 se darán las reuniones de coordinación para definir la ejecución de las obras en el Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional.

Avances en la expansión de Subestaciones y Proyectos de Alta Tensión "Bogotá-Región 2030"

El año 2024 registró significativos avances en la expansión de subestaciones y proyectos de alta tensión.

Línea 115 kV Techo–Veraguas

El proyecto Línea 115 kV Techo–Veraguas se definió como obras complementarias para el año 2024, dentro del concepto favorable de la subestación Río. El objetivo principal, garantizar la entrada en operación de grandes cargas, como la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Canoas y la Planta Elevadora, asegurando la calidad y confiabilidad del servicio en las áreas de influencia de las subestaciones Veraguas y Techo.

Durante el 2024 se desarrollaron las actividades necesarias para la entrada en operación de la Línea Techo Veraguas 115 kV, a través de corredores existentes (2,6 km), normalizados y totalmente nuevos (3,6 km), con una longitud final de 6,2 km. De igual forma, se realizaron ajustes en los sistemas de control y protecciones





en los dos extremos (Subestación Techo y Subestación Veraguas). Adicionalmente se ejecutaron labores de adecuación de la bahía existente en la Subestación Veraguas y se realizaron las adecuaciones pertinentes en la Subestación Techo para garantizar la llegada de la línea a la nueva bahía.

La energización de la línea se llevó a cabo el 22 de diciembre de 2024 y la entrada en operación comercial se declara a partir del día 23 de diciembre de 2024, cumpliendo con la FPO definida por la UPME.

Subestación Bochica

La subestación estará ubicada estratégicamente en el municipio de Gachancipá con el objetivo de atender la creciente demanda y necesidades energéticas del desarrollo industrial en la Sabana Norte de Cundinamarca, mejorando la calidad del servicio y confiabilidad del sistema de aproximadamente 2.200 nuevos clientes. La fecha de puesta en operación se dará en el año 2025

Esta subestación será del tipo tecnología Híbrida y contará con una capacidad final de 130 MVA (80 MVA en 34,5 kV y 50 MVA en 11,4 kV), 8 circuitos de MT en 34,5 kV y 12 circuitos de MT de 11,4 kV.

La solicitud de licencia ambiental de este proyecto fue radicada ante la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca en diciembre de 2023. Actualmente, está en proceso de evaluación por parte de la autoridad mencionada. En el año 2024 se adjudicó el contrato de construcción de la subestación y la línea 115 kV asociada, se avanzó con la ingeniería de detalle y los estudios de campo iniciales junto con la primera fase del plan de manejo arqueológico.

De cara a la entrada en operación de la subestación en 2025 y como preparación de la red para recibir la energía a futuro se construyeron 1,8 km de redes de media tensión subterránea que servirán como circuitos de salida y atenderán las cargas industriales y residenciales de los municipios de Gachancipá y Nemocón.

Nueva Esperanza T2 + Líneas

Este proyecto tiene como objetivo facilitar la transferencia de energía desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) hacia el sistema de Enel. Busca atender los crecimientos de demanda a mediano plazo, mejorando la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio en Bogotá y Cundinamarca. Además, contribuirá a aumentar la confiabilidad en el Departamento de Cundinamarca y Bogotá al abrir una nueva frontera de importación de energía desde el STN.

Su construcción implica la incorporación de un nuevo banco de transformación con una capacidad de 450 MVA, incluyendo obras de control y protecciones para la conexión con la subestación de 500 kV. En 2024 la

UPME definió el constructor encargado de las obras sobre el STN, siendo esencial la coordinación de actividades y tiempos con este constructor para garantizar la entrada en operación del proyecto en las fechas declaradas.

En el transcurso del año 2024, se elaboró la ingeniería básica del proyecto, se avanzó en la fase de pliegos licitatorios para la construcción y se definió un estudio de ruta para el transporte de los autotransformadores de 150 MVA; lo anterior, en el marco de las actividades planeadas que permitan la entrada en operación para el 30 de septiembre de 2026, adaptándose así a los tiempos de definición de la UPME.

Subestación Nueva Intexzona

El proyecto de la subestación Nueva Intexzona AT/MT 115/34,5-11,4 kV se ubicará en el municipio de Cota, dentro de la Zona Franca Intexzona.

Esta nueva subestación tendrá una capacidad final de 206 MVA, con la posibilidad de una derivación para una conexión futura de otra subestación con 80 MVA adicionales. En la primera etapa, programada para entrar en operación en 2026, se busca habilitar los primeros 166 MVA para satisfacer la creciente demanda relacionada con la expansión industrial y comercial de la zona. La subestación de Uso (primeros 166 MVA) se desarrollará con tecnología GIS.

Durante el 2024, se finalizó la ingeniería básica de la subestación y en la ingeniería básica y detallada de la intersección de la línea Noroeste-Bolivia. De igual manera, se realizó la visita oficial y posterior reunión de oralidad (solicitud de requerimientos a la licencia ambiental) de la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) inició el Estudio de Impacto Ambiental para la subestación y líneas asociadas.

Por otra parte, se suscribió promesa de compraventa de la franja de servidumbre para la LT con el propietario del predio ZFP Intexzona y se emitió la solitud de pedido para la adjudicación de la empresa colaboradora que ejecutará la construcción de la subestación 115/34,5/11,4 kV.

Subestación Guaymaral

La subestación eléctrica Guaymaral beneficiará a aproximadamente 690.000 habitantes en las localidades de Usaquén y Suba (Bogotá D.C.), brindando confiabilidad y mejorando la calidad del servicio. Además, permitirá la conexión a la red eléctrica de proyectos de desarrollo urbano importantes, como la ciudadela Lagos de Torca.

Esta subestación será del tipo GIS de uso interior y contará con una capacidad final de 80 MVA y 20 circuitos de MT de 11,4 kV.

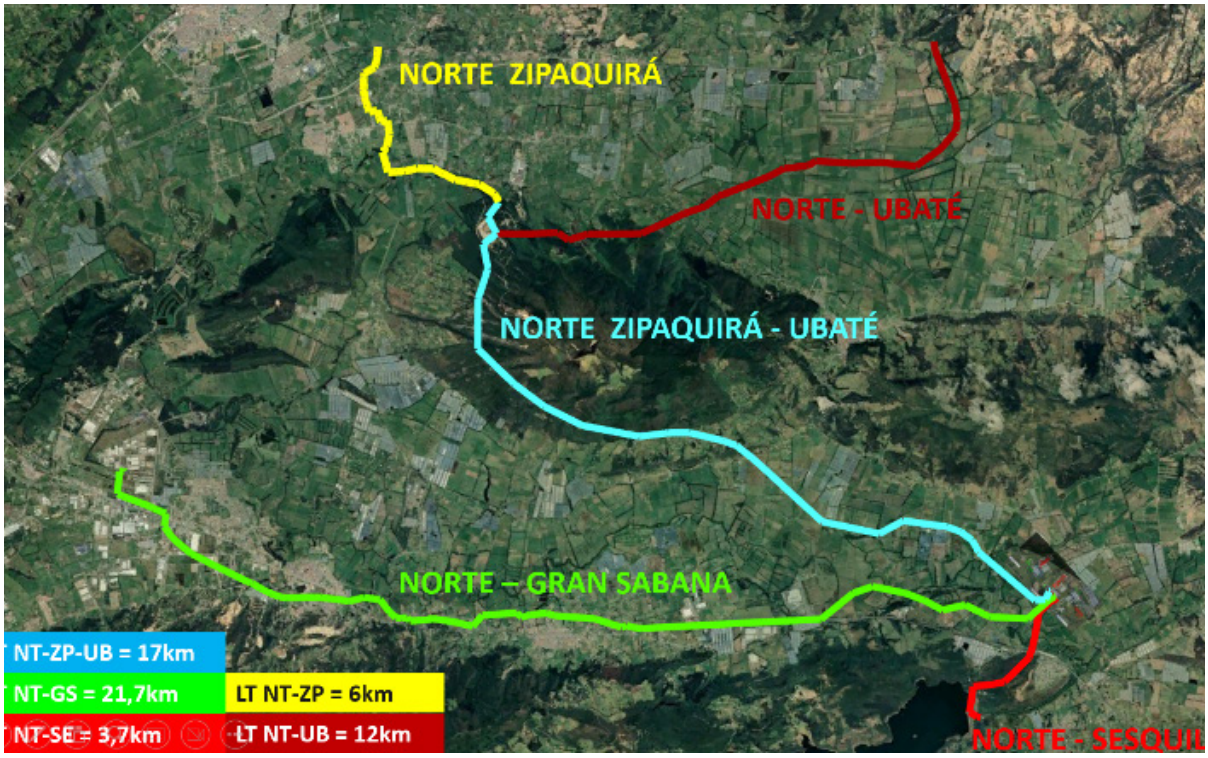
La construcción de la subestación contribuirá a impulsar proyectos significativos de masificación de movilidad eléctrica, como el futuro Regiotram del Norte, la construcción de patios de carga para SITP eléctricos y puntos de carga para el creciente parque automotor eléctrico de la ciudad. Durante el 2024, se **obtuvo la licencia ambiental** del proyecto otorgada por la SDA (Secretaría Distrital de Ambiente), lo anterior gracias a la coordinación e integración de equipos de trabajo por parte de la Empresa de Acueducto, Alcantarillado de Bogotá (EAAB) y el Consorcio Constructor Sabana Norte (encargado de la construcción de la ampliación de la Autopista Norte).

Adicionalmente, se inicia el proceso para la adquisición de servidumbres de la LT aérea y subterránea y se finaliza el diseño básico de la subestación incluyendo el cerramiento arquitectónico especial que permite que la subestación sea Indoor.

Subestación Norte y Líneas de Transmisión Asociadas

El proyecto "Subestación Norte 230/115 kV, líneas de 115 kV y módulos de conexión" se ubicará en los municipios de Sesquilé, Gachancipá, Tocancipá, Zipaquirá, Cogua, Nemocón y Suesca. La Subestación Eléctrica Norte se construirá en la vereda Boitivá, perteneciente al municipio de Sesquilé. Además, el desarrollo del proyecto contará inicialmente con cuatro líneas de transmisión a 115 kV, con una longitud total aproximada de 60 km, incluyendo circuitos nuevos y reconfiguraciones de circuitos actuales, como se muestra en la siguiente figura**:**

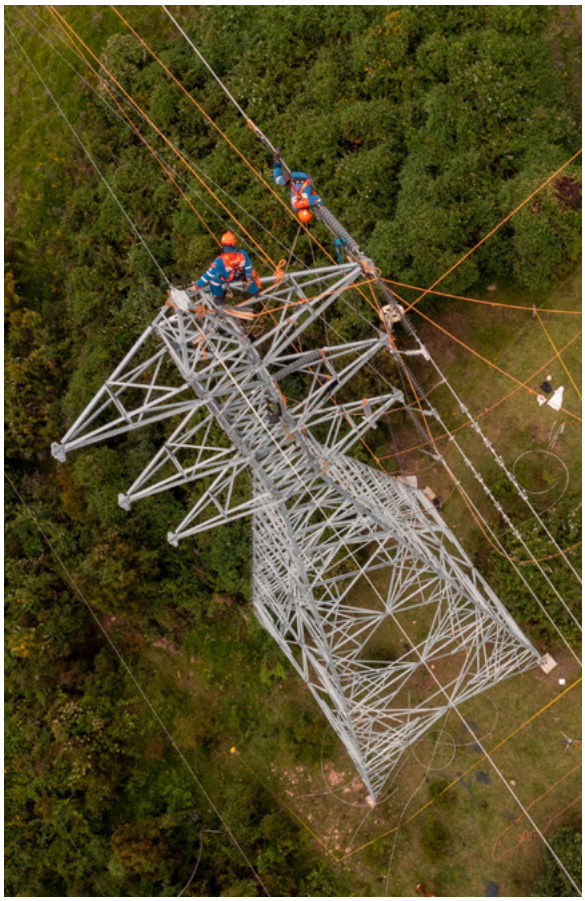
Tramos subestación norte



El proyecto forma parte de la convocatoria UPME 03 de 2010, con el adjudicatario Grupo Energía de Bogotá S.A E.S.P (GEB), que, como agente transmisor nacional, debe facilitar los espacios necesarios para la instalación de una subestación del Sistema de Transmisión Regional – STR, responsabilidad de Enel Colombia.

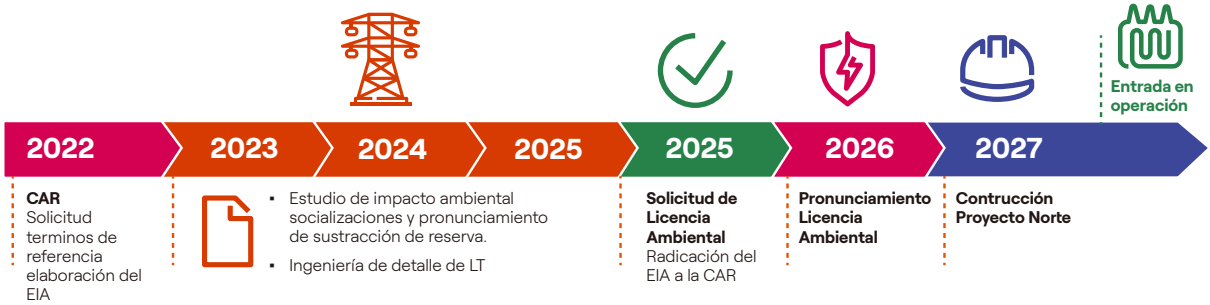
Una vez que el GEB determinó la ubicación para la subestación Norte, Enel Colombia S.A. E.S.P. definió los espacios necesarios para la nueva subestación de 115 kV con dos bancos de autotransformadores 230/115/13.8 kV de 300 MVA cada uno y una unidad de reserva con esquema de cambio rápido en los tres niveles de tensión.

Entre los principales beneficios se destacan la transferencia de energía desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) al Sistema de Transmisión Regional (STR) para abastecer los crecimientos de demanda en la Sabana Norte y el aumento de la capacidad de conexión con el Sistema de Transmisión Nacional (STN) para operar el sistema de distribución considerando criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del servicio, establecidos por la regulación vigente.



A continuación, se presenta la línea de tiempo resumida para el desarrollo del proyecto:

LÍNEA DE TIEMPO SUBESTACIÓN NORTE



Tramos Proyecto Subestación San Facon





Adicionalmente se realizará la instalación de tableros de control y protección (C&P) en Subestación Salitre, así como la reconfiguración de línea AV Calle Primera – Concordia 115 kV a AV Calle Primera – Circo 115kV y sus respectivos módulos de C&P, junto con el desmantelamiento de equipos de 57.5 kV que salen de operación.

Durante el año 2024, se finalizó la ingeniería básica de la subestación, se culminó la selección de alternativas para los trazados de las líneas de transmisión asociadas, se realizaron coordinaciones con el Instituto de Desarrollo Urbano (IDU) para viabilizar y armonizar los trazados del proyecto al igual que con REGIOTRAM para validar y armonizar ambos desarrollos y asegurar la coexistencia, debido a una futura estación de tracción que estará ubicada sobre la avenida ferrocarril de Occidente, cercana al centro comercial Mall Plaza.

Subestación Occidente

El proyecto estará ubicado en el municipio de Funza, y es una subestación Tipo GIS con dos transformadores 115/11,4 kV de 40 MVA y dos transformadores 115/34,5 kV de 63MVA. Adicionalmente contará con dos trenes de celdas de 11,4 kV y dos trenes de celdas de 34,5 kV.

LÍNEA DE TIEMPO SUBESTACIÓN OCCIDENTE



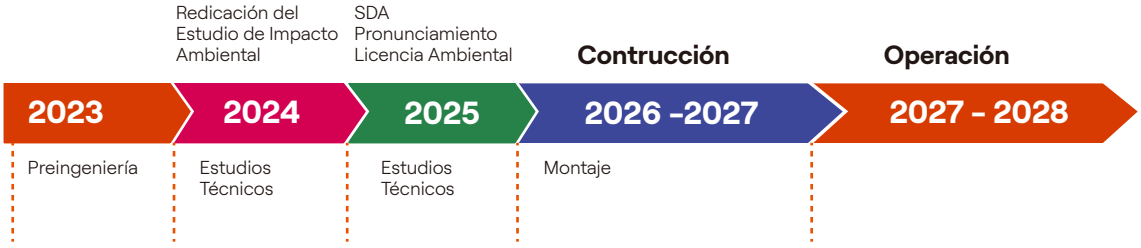
Durante el año 2024 La CAR inviabilizó la licencia ambiental para la construcción del proyecto, por lo que se interpuso el recurso de reposición buscando subsanar las actividades objetadas en el pronunciamiento emitido por la CAR.

Se han venido gestionando diferentes mesas de trabajo con la alcaldía de Funza para identificación de un nuevo lote donde se pueda construir la subestación, teniendo en cuenta todas las condiciones técnicas requeridas para cumplimiento a la necesidad energética de la zona. Así mismo, preparando la red para la futura entrada en operación de la subestación se construyeron 4,4 km de red subterránea que modificará la topología de la red y conectará la subestación con las cargas residenciales e industriales de los municipios de Mosquera y Funza

Subestación Centenario

La subestación Centenario AT/MT 115/34,5/11,4 kV, con una capacidad de 120 MVA, estará ubicada dentro del parque empresarial Zona Franca en la localidad de Fontibón. Esta mejorará la calidad y confiabilidad del servicio de los circuitos de MT atendiendo 32.000 clientes de la localidad de Fontibón, mediante la incorporación de 12 nuevos circuitos en 11,4 kV. Atenderá nueva demanda del parque empresarial a través de un transformador de 115/34,5 kV.

LÍNEA DE TIEMPO SUBESTACIÓN CENTENARIO



La subestación será alimentada mediante la reconfiguración de la línea de transmisión a 115 kV Balsillas-Fontibón a Balsillas-Centenario y Centenario-Fontibón y cuenta con un área construida de 2191 m^2 aprox. donde se instalarán dos (2) transformadores 115/11,4 kV y dos (2) transformador 115/34,5 kV, 20 Celdas de salida de circuito MT 11,4 kV.

Durante el año 2024, se da cierre al trámite de escrituración del lote, se termina el diseño de ingeniería básica de la subestación y de la línea, finalizando con la radicación del Estudio de Impacto Ambiental ante el ente de control distrital.

Subestación Terminal

Durante el 2024 se construyeron 1,25 km de red subterránea correspondientes a los circuitos SANTA_PAZ e ISOLA, finalizando así la construcción y conexión de las redes proyectadas.

Macroproyectos distrito AT Av. 68

Enel Colombia S.A. E.S.P. responsable con su compromiso con el desarrollo de la ciudad, realizó el traslado de redes de Alta Tensión de las líneas La Paz- Salitre / La Paz Calle 67, Fontibón – Salitre / Salitre Chicalá, Salitre Castellana, La Paz Veraguas- La Paz – Nueva Esperanza, en total el traslado de 7.3 km de redes entre el año 2023 y 2024. Estas actividades se realizaron en el marco del convenio de cooperación con el Instituto de Desarrollo Urbano – IDU, dichas actividades habilita los corredores para que el Transmilenio que pasa por la Avenida 68 pueda avanzar con la obra de construcción

.





Proyectos de urbanización de ciudad

Proyectos de construcción de infraestructura en el marco de cinco (5) convenios de cooperación vigentes suscritos por Enel Colombia S.A. E.S.P. con las siguientes entidades:

- Instituto de Desarrollo Urbano
- Empresa Férrea Regional–Consorcio Vial de Soacha–Consorcio TPF_ICEACSA, obras de Transmilenio Soacha, Lote 1
- Empresa Férrea Regional – Conconcreto – Grupo Interdiseños, obras de Transmilenio Soacha, Lote 2
- Fideicomiso Lagos de Torca
- Concesionaria Ruta Bogotá Norte

Veinticinco (25) proyectos en ejecución y 35 km de red aprobados en proyectos en fase de diseño generaron los siguientes logros durante el año 2024:

37 km
de canalizaciones compradas

172
obras eléctricas provisionales

4
estaciones de Transmilenio conectadas

3
subestaciones prefabricadas instaladas

20 km
de red BT – subterránea instalada

5.223 ($) MCOP
ejecución gasto variable.

10.800 ($) MCOP
Recobros de obra eléctrica provisional.

7 km
de red AT trasladada

52
puntos semafóricos conectados

53
equipos instalados

34 km
de red MT - subterránea instalada

70.000 ($) MCOP
INVR

2.147 ($) MCOP
BRAFO

El desarrollo de proyectos por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. bajo la figura de los convenios de cooperación, además de generar las cifras mencionadas anteriormente, permitió manejar mejores costos de obra civil de canalizaciones, fortalecer los vínculos entre las partes, contribuir a la buena imagen de la compañía y aportar al impulso de otros proyectos propios.



Flexibilidad de la red

Durante el año 2024 el proyecto EnelfleX inició su fase de implementación tecnológica y comercial. En las actividades de implementación tecnológica ejecutaron pruebas de funcionalidad e integración de los equipos en el laboratorio y se capacitaron a 10 colaboradores de empresas contratistas y 16 de Enel Colombia para asegurar el correcto funcionamiento del hardware y software antes de proceder a la instalación de los equipos en los puntos de los clientes.

En el ámbito comercial, se contactó a 139 clientes industriales y comerciales. De estos, se presentó la propuesta Enelflex a 76, logrando una aceptación del 28% (21 clientes). Gracias a esta iniciativa, se acordó una disminución de 9,7 MVA de potencia en 10 horas al año en la zona norte de Bogotá

En diciembre, se avanzó en la implementación de Enelflex, instalando equipos en 5 nuevos clientes e iniciando las primeras pruebas Golive con 3 clientes industriales, con desconexiones programadas de 5 horas y 2,7 MVA, logrando probar el mecanismo de respuesta a la demanda.

En el 2025 nos centraremos en realizar pruebas de desconexión en los 21 clientes que estarán activos en el Proyecto EnelfleX de la mano del Administrador del sistema XM, ONU y la Agencia Internacional de Energía IEA para cerrar la propuesta regulatoria de servicios de flexibilidad a nivel de SDL que será presentada a la CREG.

Al mismo tiempo, se explorará la escalabilidad de EnelfleX para apalancar flexibilidad en la demanda en la zona norte y sabana occidente de Bogotá, lo que permite garantizar la conexión de clientes durante la llegada de los proyectos de transmisión.



Comunidades energéticas

El Gobierno Nacional está impulsando la constitución de comunidades energéticas como una estrategia para fomentar la generación de energía limpia, reducir los costos y promover la democratización de la energía, buscando impactar de manera positiva en las comunidades locales, a través del empoderamiento para la gestión de su propia producción y consumo energético; lo cual implica un esfuerzo de los operadores de red en identificar los elementos requeridos para habilitar su conexión, garantizar la estabilidad y confiabilidad de la red, así como su aporte en los modelos de operación y gestión para su sostenibilidad.

Con esta premisa, en diciembre se inauguró la primera comunidad energética on grid de Cundinamarca, ubicada en la vereda Buenavista Alto Redondo, en Paratebueno, la cual representa un símbolo de transformación, sostenibilidad y desarrollo para 21 familias y una institución educativa de la zona.

Es la primera comunidad energética alimentada por un sistema de generación centralizado que consta de 72 paneles solares que producen 75 kwh/día y que está conectada al SIN, esta iniciativa beneficia a cerca de 80 Habitantes, y les permitirá percibir un ahorro de hasta el 50% en los costos de su factura. Además, a través de formación técnica y acompañamiento continuo, los beneficiarios adquirirán las habilidades necesarias para gestionar de forma autónoma su propia solución energética.

Este modelo, desarrollado en colaboración con el SENA y la comunidad, es un ejemplo claro de cómo la innovación y el compromiso pueden mejorar vidas, promover la transición energética y construir un futuro más sostenible, así como permitirá sentar las bases para construir una regulación que garantice la sostenibilidad de estas comunidades en el tiempo y la participación de los operadores de red en la escalabilidad de estos.

OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO Y EFICIENCIA OPERACIONAL DE LA RED

Inspecciones multipropósito con tecnología LiDAR

Se marcó un hito en la implementación del modelo de inspecciones multipropósito con tecnología LiDAR en los planes de mantenimiento preventivo con el levantamiento de más de 3.000 km de redes de alta, media, baja tensión y telemáticos con una calidad en la identificación de defectos mayor al 98% con precisión, representando ahorros hasta del 33% con respecto a costos de actividades de levantamiento con cuadrilla pedestre y un tiempo medio de entrega de 22 días.

Adicionalmente, se inició el desarrollo de algoritmos de IA en donde a partir de las nubes de puntos LiDAR de las inspecciones de mantenimiento en AT y MT se realiza la identificación de la geometría y dasometría de cada uno de los árboles de las franjas de inspección, en donde se aprovecha la inspección eléctrica para realizar la caracterización forestal, lo que puede generar una eficiencia del 15% aproximadamente.

En paralelo, se implementó un modelo de negocio en colaboración de empresas de servicios de mantenimiento en el cual Grids aporta la tecnología LiDAR y su know how para participar en la ejecución de los planes de mantenimiento de líneas de alta y media tensión, gasoductos y poliductos en empresas de Oil&Gas en Colombia, cuyos resultados se verán en el primer trimestre del 2025.

Calidad del servicio

Durante el 2024, Enel Colombia logró abordar los principales desafíos de calidad servicio, a través de la ejecución del plan de inversión, incluyendo las acciones asociadas a mejorar la resiliencia, el cumplimiento del plan anual de mantenimiento, la ejecución del plan de coordinación de protecciones y otras acciones operativas.

Lo cual genera el cumplimiento de las metas de la calidad de servicio logrando mejorar un -19% en SAIDI y un -5% en SAIFI en 2024.

En cuanto a fenómenos climáticos, el primer semestre del año tuvo presencia del fenómeno del niño, provocando disminución en las precipitaciones y tormentas eléctricas en la zona de influencia de la compañía aportando a la disminución de la tasa de fallas respecto al 2023.

Por otro lado, el aumento de las lluvias asociado a la ola invernal durante los meses de octubre y noviembre generó que se declarará desastre nacional y calamidad pública por la presidencia de la república con el decreto presidencial No. 1372 del 13 noviembre de 2024. Estas condiciones de temporada invernal generaron desafíos operativos y técnicos, en los cuales, la Empresa mantuvo el objetivo de fortalecer la seguridad, mejorar la resiliencia y la confiabilidad de las redes para disminuir el impacto en calidad de servicio.

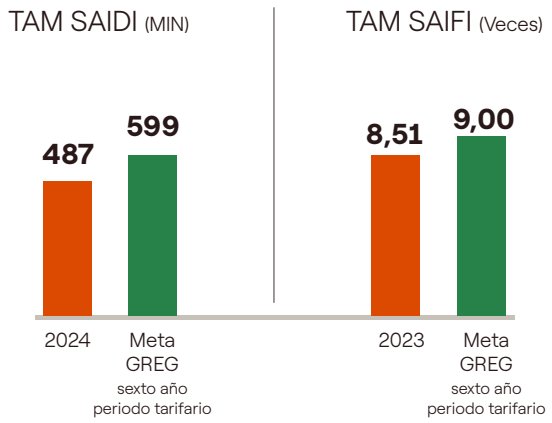


Resultados SAIDI-SAIFI 2024

El 2024 corresponde al sexto año del periodo tarifario de acuerdo con la resolución CREG 015 de 2018.

Indicador Enel Colombia	Unidad	Meta CREG 2024	Valor alcanzado 2024	Variación con respecto meta CREG 122
TAM SAIDI	Minutos	599	487	-19%
TAM SAIFI	Veces	9,00	8,51	-5%

RESULTADOS SAIDI-SAIFI 2024 INDICADOR REGULATORIO RESULTADOS CAIDI 2024



El indicador *Costumer Average Interruption Duration Index (CAIDI),* que mide la duración promedio de las interrupciones de los clientes, tuvo un leve incremento del +2% debido las dificultades en el restablecimiento del servicio durante la ola invernal presentada en los últimos meses del año.

Indicador Enel	Unidad	Valor Alcanzado	Variación respecto a 2023
CAIDI 2024	Minutos	57,16	+2%



Resultados CAIDI 2024

Mantenimiento de las redes para una Excelencia Operacional

Enel Colombia para las redes de distribución, como parte de las inversiones realizadas durante el año contempla el plan de mantenimiento anual, que incluye actividades preventivas en Alta, Media y Baja Tensión.

Dentro de los retos operativos para la ejecución del plan de mantenimiento, es relevante resaltar las asociadas a seguridad. Debido a incidentes de seguridad fue necesario realizar un Stop Work de todas las actividades forestales, lo que conllevó que la cantidad ejecutadas de podas, talas y rocería fuera menor a lo planificado inicialmente.

A continuación, se desglosan las principales actividades realizadas y los elementos operativos más relevantes que se presentaron durante la ejecución.

Infraestructura de Alta Tensión

Entre las actividades de mantenimiento desarrolladas para la infraestructura de Alta Tensión (AT), se destacan las siguientes:

- Se inspeccionaron 1976 km de líneas de AT, por medio de diferentes tipos de inspección que incluyen: helicoportada ALS con Tecnología LiDAR e inspección tradicional pedestre.
- 246 subestaciones inspeccionadas con tecnología LiDAR y tradicional.
- Continuidad en la medición del sistema de puesta a tierra en subestaciones AT y líneas de transmisión
- Solución preventiva de más de 1300 anomalías identificadas en líneas de AT y subestaciones
- Ejecución de 882.000 m² de rocería en las servidumbres de las líneas AT y en subestaciones.
- Ejecución de más de 17.400 podas y talas en las líneas de AT
- Renovación de 35 equipos medidores de calidad de potencia instalados en los barrajes de las subestaciones

Durante 2024 se fortalecieron los Comités de Análisis de Incidencias (CADEI), donde el enfoque es identificar la causa raíz de los eventos relevantes. Al identificar la causa raíz se generan planes de acción orientados a evitar que el mismo tipo de evento se presente nuevamente. A lo largo del año se generaron 33 planes de acción.

Infraestructura de Media Tensión

Entre las actividades de mantenimiento desarrolladas para la infraestructura de Media Tensión (MT), se destacan las siguientes:

- Se inspeccionaron 10.820 km de red MT, aérea y subterránea, por medio de diferentes tipos de inspección que incluyen: Tecnología LiDAR (MMS) e inspección tradicional pedestre.
- Solución preventiva de más de 10.500 anomalías en la red MT.
- Ejecución de más de 136.000 podas y talas en los circuitos de MT
- Acciones de mitigación ante incendios forestales durante el primer semestre del año, que incluyeron la ejecución de talas especializadas, recorridos conjuntos con autoridades municipales y ambientales en las áreas afectadas, así como la realización de peritajes para determinar responsabilidad de la Empresa en los incendios.



Plan temporada de vientos

Plan de acción preventivo y operativo para disminuir las fallas asociadas a cometas o elementos voladores que entran en contacto con la red durante los meses de agosto y septiembre.

- Se inspeccionaron 89 circuitos que normalmente se afectan por cometas.
- Se instalaron 892 separadores de línea
- Durante la temporada de vientos se retiraron 345 elementos extraños para evitar que causaran fallas en el servicio.

Plan Ola Invernal

Plan de acción preventivo durante el segundo semestre de 2024, enfocado en mitigar el impacto de la ola invernal asociada al fenómeno de La Niña pronosticado para dicho período.

- Inspección de 93 circuitos priorizados
- Adecuaciones locativas en subestaciones
- Plan de desagües en cabinas inundables
- Gestión forestal y solución de anomalías en los circuitos priorizados.



Infraestructura de baja tensión

En 2024 se continuo con la implementación del plan de mantenimiento para redes de Baja Tensión, realizando las siguientes actividades:

- Inspección detallada de 548 cabinas secundarias.
- Solución preventiva de 2.426 animalias identificadas en las inspecciones.

Atención de Peticiones, Quejas y Reclamos (PQRs)

Entre las actividades de mantenimiento desarrolladas para la atención de PQRs en 2024, se destacan las siguientes:

- Ejecución de 1.417 PQR de mantenimiento asociadas a infraestructura eléctrica
- Ejecución de 396 PQR de mantenimiento forestal.

Durante el 2024 se adelantaron iniciativas para mejorar la calidad de información de los casos pendientes por ejecutar, a través de visitas en terreno o contacto telefónico con los solicitantes para validar los siguientes puntos:

- Verificar si las solicitudes pendientes aún requerían atención.
- Determinar si dichas PQR estaban dentro del alcance de mantenimiento de la Empresa.
- Evaluar el nivel de criticidad de cada caso para decidir su cierre o priorización.

Como resultado de esto, se logró identificar 691 casos que, aunque aparecían como pendientes de resolver ya se habían ejecutado, por lo cual se procede con la notificación y cierre de los mismos.

Otra acción relevante ejecutada en 2024 fue la notificación a clientes que presentan incumplimientos en distancias de seguridad entre la red y la fachada de sus predios. Durante el año se realizó la notificación de estos riesgos a 1.956 clientes y 1.584 casos a entidades distritales y municipales para que ejerzan su respectiva acción de control y vigilancia sobre estos casos.

Atención Equipo telecontrolados Redes MT

Durante el 2024 se logró una disponibilidad del telecontrol del 95.9%, lo cual fue posible debido a las siguientes iniciativas:

- Se realizó cambio preventivo de baterías en 1.170 equipos telecontrolados.
- Cambio por reposición de 26 reconectadores
- Se instalaron 104 soluciones antihurto, en zonas priorizadas, para disminuir la sustracción de partes.
- Cambio de 118 RGDAT para mejorar la identificación del paso de falla y la automatización de la red.
- Se intervinieron 2.210 equipos telecontrolados a través de las diferentes actividades de mantenimiento

El parque de equipos telecontrolados aporta a la disminución de los tiempos de restablecimiento al disminuir la afectación y reducir los tiempos de necesarios para desplazamiento en la atención de emergencias.

EL CLIENTE EN EL NÚCLEO DE NUESTRAS OPERACIONES

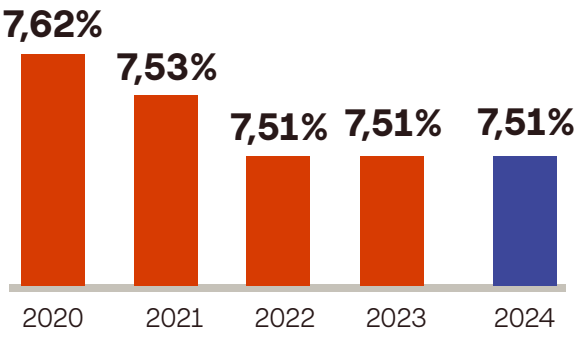
Programa de gestión de reducción de pérdidas no técnicas

Durante el año 2024, Enel logró mantener las pérdidas de energía en su sistema de distribución mediante un plan de ejecución de 152.142 inspecciones que permitió la recuperación anual de 54.98 GWh de consumo no registrado (CNR) y de 108.9 GWh de aumentos de facturación (Follow Up). Como pilares de focalización se destacan estrategias de aprovechamiento de la infraestructura disponible. Esto se logró a través de:

1. El uso de información de 13.358 equipos de medición avanzada con telemedida instalados en clientes de grandes consumos, lo que permitió orientar inspecciones efectivas mediante señales eléctricas, ángulos de fasores y alarmas de manipulación, con una recuperación 18,1 GWh de CNR y 37 GWh de Follow Up.
2. La utilización de balances de baja tensión mediante la explotación de datos de 16.223 macro medidores, lo que facilitó la realización de barridos y la focalización de clientes específicos, logrando una recuperación de 17 GWh de CNR y 40.3 GWh de *Follow Up*.
3. La operación concentrada en 52 circuitos con alta pérdida y agresividad, lo que permitió una recuperación de energía de 10.1 GWh de CNR y 24 GWh de *Follow up*.

Estos trabajos permitieron asegurar el correcto funcionamiento de los equipos de medida por hallazgos de consumos no registrados, por manipulaciones de la medida, conexiones directas a la red o anomalías propias de los equipos de medida, así se logró un sostenimiento en el índice de pérdidas como se expone a continuación:

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

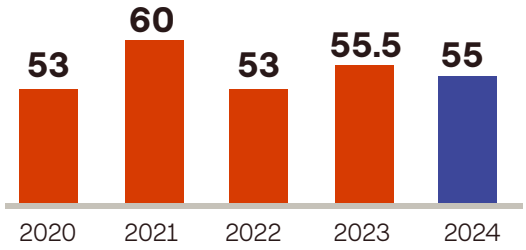


Las pérdidas de energía TAM a diciembre de 2024 fueron de 1.253 GWh-año, de las cuales 888 GWh-año (vs. 879 GWh-año en 2023) están asociadas a pérdidas técnicas del sistema y 365 GWh-año (vs. 360 GWh-año en 2023) a pérdidas no técnicas.

Los incrementos anteriores son justificados debido a los aumentos en demanda de energía lo que en 2024 implicó una energía inyectada al sistema TAM de 16.4677 GWh Vs (16.496 GWh en 2023). Es decir, un crecimiento en 1,2% así como un mayor crecimiento de la agresividad del mercado asociada al alto incremento de tarifas, y a la inflación.

El comportamiento anual de CNR muestra 54.98GWh en 2024 con 152.142 inspecciones, es decir que la energía por inspección es de 361 kWh/insp, + 5.3 % en comparación con los 343 kWh/Insp obtenidos en 2023.

RECUPERACIÓN DE ENERGÍA POR CONSUMOS NO REGISTRADOS (GWH)



Focalización de pérdidas mediante el aprovechamiento de la infraestructura y de modelos matemáticos

Durante el 2024 se desarrollaron diversos programas para fortalecer el aprovechamiento de la infraestructura, recopilando la información en Media Tensión de balances a nivel de subestación, circuito y en Baja Tensión a nivel de transformadores de distribución MT/BT, para fortalecer planes de barrido en diferentes focos:

Foco Media Tensión: Basado en los balances de media tensión, se abordaron 52 circuitos problemáticos bajo el concepto de alta pérdida o incremento de esta, identificando para cada circuito polígonos que cubren las zonas de mayor producción industrial y comercial. A estas zonas se realizaron barridos e inspecciones puntuales que al operar masivamente permitieron normalizar pérdidas. En esta estrategia se realizaron de 38.857 inspecciones que aseguraron una eficacia en la recuperación del 28%, un aporte en consumos no registrados (CNR) de 10.1 GWh y una reducción de pérdida año de 24 GWh medida con balances a nivel de cabecera de MT.



Foco Baja Tensión: Este foco estuvo fundamentado en mitigar las pérdidas medidas en los balances de baja tensión y en inspeccionar clientes sospechosos que están aguas abajo de un transformador con pérdida creciente o índice de pérdidas mayor al 7.5%. Por este nicho se realizaron 57.207 inspecciones con una eficacia en la recuperación de 29% y con un aporte en consumos no registrados (CNR) de 17 GWh.

Foco Grandes Energías: En 2024 se implementaron algoritmos de focalización en clientes de gran consumo aprovechando los datos medidores multifuncionales, realizando análisis de: alarmas de apertura, conexionado (análisis fasorial), desbalance de señales (CTs o PTs intervenidos), contrastes (macros exclusivos clientes de otro comercializadores) y perfil de carga, donde se enviaron 11.285 inspecciones y se obtuvo una recuperación de 18,1 GWh.

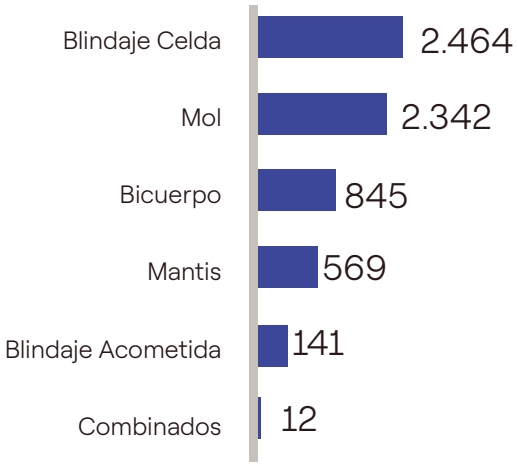
Foco Masivo: De las 152.142 inspecciones se emplearon 44.793 operaciones para atender temas asociados a atención al cliente, denuncias, control de reincidencia, calidad de la medida y atención de casos puntuales. Por este grupo se logró obtener una recuperación de 9.8GWh de CNR.

Aseguramiento de la medida

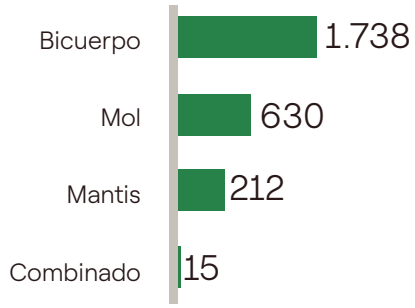
Ante detecciones de anomalía o fraude sobre las unidades de medida o conexiones directas a la red, operativamente se aseguran las instalaciones de los clientes y las redes, de tal forma que la energía sea correctamente registrada, mediante inspecciones técnicas y la instalación de diferentes dispositivos, algunos de los cuales interactúan con el Centro de Telemedida y Monitoreo.

En 2024 se instalaron 4.031 medidas técnicas y 2.342 equipos de verificación de consumos remotos (MOL) con conexión al centro de Telemedida y Monitoreo, así como repotenciación de 2.595 medidas técnicas que permitieron de acuerdo con las necesidades de cada caso en particular, un aporte en recuperación de 9.8GWh de consumos no registrados (CNR) y 25 GWh de Follow Up (FU).

DISTRIBUCIÓN DE MEDIDAS TÉCNICAS POR TIPO



DISTRIBUCIÓN DE MEDIDAS TÉCNICAS REPOTENCIADAS





Macro medición en BT

Se realizó la continuidad del plan de instalación de macromedición en baja tensión sobre transformadores de distribución de MT/BT.

- Se realizó la selección de 3.255 puntos para las visitas en terreno y validación de puntos a instalar.
- Se aplicó un algoritmo de selección automatizado a partir de los siguientes criterios:
- Relación de circuitos MT con mayores pérdidas de energía vs. pérdidas de subestaciones eléctricas
- Selección de transformadores MT/BT No exclusivos > 10 usuarios, con participación industrial y comercial de consumos > 5MWh/mes
- Relación de pérdidas de transformadores de red vs. probabilidad de hallazgo de anomalía en la medida de los usuarios asociados acorde al modelo multivariable

De esta forma, durante el año 2024 se realizó la instalación en terreno de 2.543 macromedidores útiles para la detección y focalización de pérdidas no técnicas en clientes y usuarios conectados ilegalmente a las redes de la compañía.

Usuarios no clientes

Durante el año 2024, se logró la conexión de 1.133 usuarios en zonas de asentamientos informales, brindando un servicio de energía seguro, de calidad y legal, beneficiando a más de 3,400 personas. Como parte de esta iniciativa, se llevó a cabo la adecuación de la infraestructura en tres instituciones educativas del municipio de Soacha, proporcionando bienestar y desarrollo a la comunidad, especialmente a más de 600 niños del sector. Por ese plan se obtuvo un CNR de 61 MWh/año y aumentos de facturación de 858 MWh/año.

Asimismo, se realizaron 11.040 suspensiones en usuarios de barrios no autorizados por las autoridades locales, que no cumplen con los requisitos técnicos o que deben realizar un proceso de factibilidad para su conexión.

Cultura de legalidad



Durante el año 2024 se realizaron tres campañas comunicacionales para fomentar los cambios de comportamiento en los usuarios del servicio de energía en las zonas más afectadas por el hurto de energía; motivando a clientes legales a reportar conexiones irregulares que identifiquen y sensibilizar a los usuarios ilegales para invalidar las justificaciones de este delito mientras se evidencian los riesgos físicos y jurídicos a los que se exponen.

Las campañas lograron incentivar a 3.937 clientes que acudieron a los canales de Enel a denunciar a lo largo del año, incrementando en un 19,8% los contactos del año anterior.

La sensibilización frente al uso legal de la energía se logró mantener durante todo el año 2024 (*AlwaysOn*), debido a la emisión de comunicados de prensa, medios propios en la Web y la renovación de la Alianza por la Legalidad de los servicios públicos 2024 a 2027.


Portafolio

ENERGÍA 26 sept 2024 - 11:10 a. m.

Enel reportó más de 14.700 casos de hurto de energía en Bogotá y Cundinamarca

Esa cifra es equivalente a 115 GWh, lo que representa consumos de localidades de la capital como Fontibón o Chapinero.

Energía
Foto: Archivo particular

CAMILO HERNÁNDEZ M.
26 sept 2024 - 11:10 a. m.

Entre enero y junio de 2024, **la empresa Enel reportó 14.753 casos de hurto de energía en Bogotá y Cundinamarca,** de los cuales cerca de 4.918 corresponden a conexiones directas a la red de forma no autorizada. Los


Semana

Energía

Enel reporta más de 14.000 casos de robo de energía en Bogotá: la mayoría son conexiones clandestinas

Esta conducta es penalizada por la ley colombiana con multas y penas de hasta 12 años.

Encuentra aquí lo último en Semana

Alianza Legalidad

Durante el año 2024 se afianza el compromiso de continuidad hasta el 2027 de la Alianza por la Legalidad con el respaldo de altos directivos de las empresas ENEL, VANTI y EAAB.

Se destacan los principales logros obtenidos:

- Ejecución de operativos conjuntos con una efectividad del 50%.
- La solicitud de revisión de 194 reclamaciones comunes en la SSPD valoradas en $10MM.
- Identificación de tres (3) zonas vulnerables comunes para el diseño de Jornadas de Sensibilización frente al uso legal.
- Identificación de los Elementos de infraestructura susceptibles de hurto, sus componentes, las zonas que presentan mayor cantidad de incidentes y el valor de los daños ocasionados a la infraestructura
- Definición de canales y procedimiento para el reporte de elementos hurtados en ENEL a través del área de *Security*.
- *Brief* de Campaña preventiva sobre el hurto de infraestructura.
- UNIDOS POR LA LEGALIDAD fue seleccionada como representante de Colombia a la *Grid People Award* 2024, por la categoría de *Customer Empathy*.



Gestión de denuncias penales

Desde Enel Colombia se busca reducir y erradicar el hurto de energía, con el fin de preservar la seguridad de los **clientes** y de la misma infraestructura. Por eso, la Compañía acude ante las autoridades competentes para iniciar acciones legales contra quienes cometen este delito. El robo de energía es un delito que acarrea multas para quien lo cometa, de entre 1,33 a 150 salarios mínimos mensuales legales vigentes y tiene penas establecidas entre los 16 y 72 meses de prisión, de acuerdo con el artículo 256 del Código Penal Colombiano – Ley 599 de 2000. En el 2024 la Empresa instauró 61 denuncias nuevas para 366 activas por defraudación de fluido eléctrico contra clientes hurtadores, y se realizaron 24 actos urgentes junto a las entidades de control en clientes reincidentes en el hurto de energía dentro de los cuales se realizaron 8 capturas por el delito de defraudación de fluido de energía eléctrica.

Operaciones comerciales

En el año 2024 se realizaron 109.289 operaciones de conexión de clientes a la red de distribución de Enel Colombia.

Operaciones de conexión	
Conexiones especiales	73.319
Conexiones simples	35.970

Esta cifra representa una variación del 24% respecto al año anterior. Durante el 2024 se retomó la senda en la conexión de proyectos de constructores, motivado principalmente por la reactivación de subsidios en Viviendas de Interés Social y Prioritario.

El 67.08% de las conexiones ejecutadas se realizaron por medio de la cadena de conexión especial. Estas solicitudes contienen conexiones con carga superior a 30 KW Bogotá y 15 KW Cundinamarca, proyectos de más de 12 cuentas y proyectos que requieren expansión de red (principalmente constructores, industrias y comercios).

Los tiempos regulatorios de acuerdo con la Resolución CREG 070 de 1998 para los procesos de cadena de conexión especial en 2024 fueron:

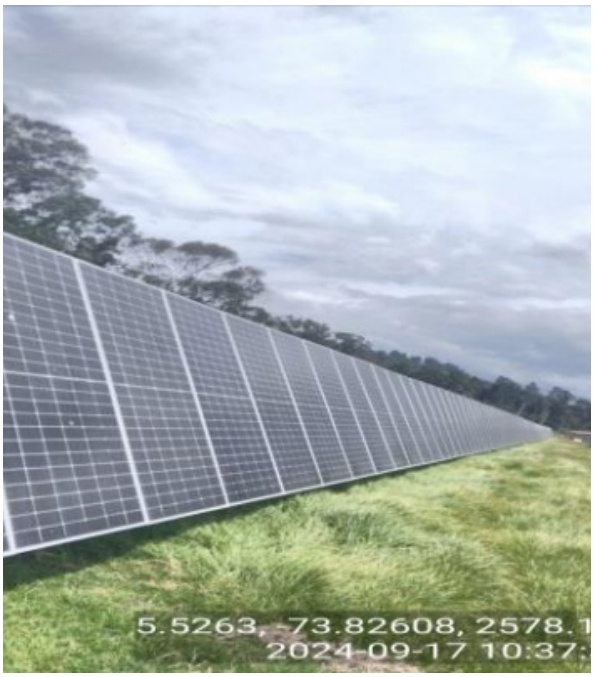
Proceso	Tiempo medio (días)	Tiempo regulatorio (días)
Factibilidades	6,71	7
Diseños de baja tensión	6,20	7
Diseños de media tensión	14,06	15
Recibo de obras baja tensión	3,74	7
Recibo de obras media tensión	4,16	15

Conexión de proyectos de generación

En 2024 se conectaron 447 proyectos de generación solar fotovoltaica con una capacidad instalada de 27 MVA, presentándose un aumento del 35% con respecto a los 331 proyectos conectados durante el año 2023 y un incremento total en potencia de 25%.

Adicionalmente, en los meses de agosto y noviembre se incorporaron tres proyectos clase 1 de generación distribuida de 9,9 MVA cada uno, proyectos enmarcados bajo la CREG 075 de 2021.

Proyecto Generación Distribuida Cóndor–9,9 MVA



Mejoras al proceso

- Activación del Centro de Constructores Enel – CCE desde el mes de mayo donde se brinda asesoría más cercana a los clientes sobre el proceso de diseño y recibo de obra.
- Acercamiento a clientes con mayor cantidad de rechazos en las solicitudes de conexiones especiales y simples para brindarles una asesoría personalizada que les permita tener éxito en sus próximas radicaciones – Plan cercanía con el cliente.
- *Webinar* con promotores de proyectos de autogeneración enfocado en el proceso de activación y facturación de autogeneradores.
- Generación de herramientas de analítica de negocio para el proceso de conexiones especiales en donde se lleva el control de todas las etapas desde la factibilidad hasta la energización.
- Implementación de *checklist* para un mejor control y seguimiento en cada etapa del proceso de conexiones especiales
- Mayor seguimiento y control de provisionales de obra para evitar usos no autorizados
- Mesas de trabajo con la SSPD y XM de cara a planes de acción para sectores con restricciones técnicas o supeditadas
- Disminución en el tiempo de conexión pasando de 39 días a 32 días.
- *Webinar* con Cámara Colombiana de la Energía enfocado en transmitir conocimiento acerca del proceso de conexiones simples.
- Implementación de controles preventivos para mejorar la calidad en la emisión de la primera factura.
- Reducción en la tasa de operaciones de conexión fallidas desde un 24.31% en el pico más alto de 2024 (abril) a 14.62% al cierre del año.
- Acompañamiento continuo en conjunto con canales y activaciones a los colaboradores para reforzar el conocimiento técnico y comercial.
- Formación de Anticorrupción y Extorsión en compañía del Gaula de la Policía Nacional en las sedes de los colaboradores.
- Actualización de página Web con información didáctica de los procesos de conexión para clientes técnicos y no técnicos.

Suspensión corte y reconexión

En el año se realizaron 614.429 desconexiones del servicio para clientes por falta de pago, con un aumento del 6,3% frente a las realizadas en 2023.

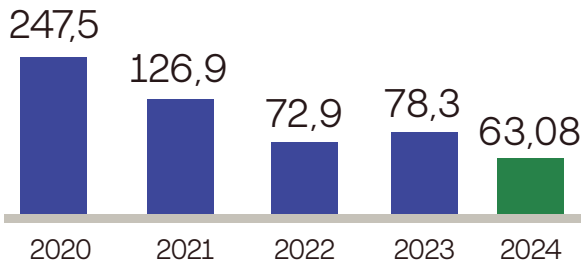
Indicador	Tiempo	2020	2021	2022	2023	2024
Tiempo desde la desconexión hasta el pago del servicio	Menos de 48 horas	173.890	369.522	394.350	398.075	409.466
	Entre 48 horas y una semana	45.068	51.228	59.780	60.317	70.134
	Entre una semana y un mes	42.277	86.316	64.432	65.886	71.811
	Entre un mes y un año	20.252	34.418	30.142	32.052	41.321
	Más de un año	0	0	14.103	21.641	21.697
	Total	**281.487**	**541.484**	**562.807**	**577.971**	**614.429**
Tiempo desde el pago hasta la reconexión	Menos de 24 horas	360.619	446.613	527.533	551.284	557.470
	Entre 24 horas y una semana	9.204	11.364	19.891	17.821	35.401
	Más de una semana	1.331	2.258	3.250	1.565	1.429
	Total	**371.154**	**460.235**	**550.674**	**570.670**	**594.300**

Para el año 2024 se gestionaron 18 clientes identificados como Top morosos, con una deuda acumulada de $19.115 millones, se suspendieron los servicios a 13 de ellos.

Reclamaciones

En el año 2024, se registraron 63,08 reclamaciones comerciales por cada 10.000 clientes. Esto representa una disminución del -19,4 % respecto al 2023, consolidándose como el mejor resultado de los últimos seis años.

RECLAMACIONES COMERCIALES POR CADA 10K CLIENTES



Durante este periodo, enfrentamos importantes desafíos, entre ellos la estabilización tras la implementación de nuevos sistemas de facturación, ajustes regulatorios y cambios en contratos relacionados con la operación y atención al cliente. Estas circunstancias impactaron principalmente en las taxonomías de exceso de consumo, errores de lectura y facturación promedio.

Para alcanzar este resultado, se implementaron diversas estrategias. Entre las que se destaca la disponibilidad de información clara y completa a los clientes sobre nuestros procesos comerciales, así como el entrenamiento continuo del personal en terreno respecto a la atención al cliente y los cambios regulatorios.

Además, se fortaleció el trabajo cooperativo entre las áreas de operación y los canales de atención, permitiendo una reacción proactiva ante posibles desviaciones en los procesos. Esto contribuyó a evitar el ingreso masivo de reclamaciones y a garantizar respuestas efectivas en el primer contacto. También se reforzaron los equipos de lectura e indagación, lo que ayudó a minimizar las cuentas con consumos estimados.

En cuanto a otras iniciativas dirigidas a reducir las causas de las reclamaciones, se destacan:

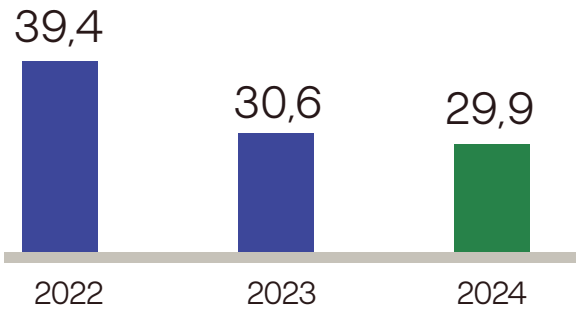
- Simplificación del proceso de cobros por recuperación de energía
- La mejora en la disponibilidad de soportes para consulta en los canales de atención (formatos de suspensión y reconexión, resultados de indagaciones, entre otros).
- La continuidad de iniciativas implementadas en años anteriores, como la limpieza de visores y la co-

municación proactiva a través del equipo de PRISMA, que demostraron tener un impacto positivo en la disminución de reclamaciones.

- Creación del Chat de Novedades Operativas, que permite evitar reclamaciones, al anticiparnos a la corrección y envío de información oportuna al cliente.
- Articulación con canales de atención para la entrada de Factura Electrónica, que permitió mitigar impactos en reclamaciones.

En el ámbito técnico, se logró un resultado destacado: 29,9 reclamaciones por cada 10.000 clientes. Lo representa una disminución del -20.7 % respecto a la senda proyectada para 2024.

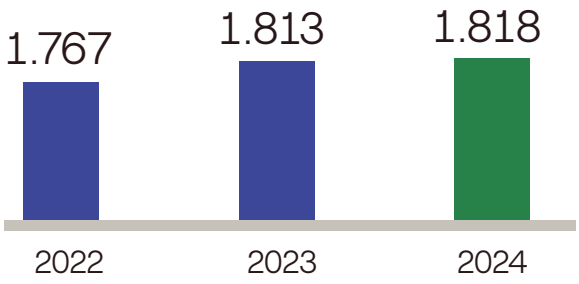
RECLAMACIONES TÉCNICAS POR CADA 10K CLIENTES



Este logro fue posible gracias al acompañamiento y monitoreo del comportamiento de la calidad del servicio para clientes industriales y circuitos prioritarios, la continuidad de la pedagogía sobre daños en electrodomésticos y maquinaria, y la priorización de mantenimientos vinculados a PQR pendientes. Además, se consolidaron los planes implementados desde 2022, incluyendo estrategias de priorización de inversiones y operaciones en zonas con altos indicadores de calidad, así como capacitaciones continuas para las empresas colaboradoras.

Finalmente, en cuanto a reclamaciones por *outages*, se recibieron 1.818 reclamaciones comerciales por cada 10.000 clientes, lo que representa una desviación del +2,21 % respecto a la meta anual. Aunque se anticipaba una temporada de lluvias intensas en el segundo semestre de 2024, las precipitaciones no fueron continuas.

RECLAMACIONES POR OUTAGE POR CADA 10K CLIENTES



Sin embargo, eventos aislados de vientos fuertes y lluvias localizadas impactaron las redes eléctricas, afectando la prestación del servicio en zonas específicas durante octubre y noviembre. A pesar de estos retos, se destaca la implementación de estrategias de pedagogía dirigidas a los clientes, enfocadas en el alcance y las limitaciones de las instalaciones eléctricas.



Infraestructura de medición avanzada

Dentro del marco legal de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), en el mes de noviembre de 2024, la Superintendencia de Industria y Comercio -SIC- emitió para comentarios el Proyecto de Resolución "Por el cual se adiciona el Capítulo Decimo en el Titulo VI de la Circular Única y se reglamenta el control metrológico aplicable a medidores de energía eléctrica de uso residencial". En este documento la autoridad propone algunos cambios a lo especificado en resoluciones en firme de la CREG sobre Medición; al cierre del año, la SIC no emitió documento definitivo al respecto.

Desde el punto de vista regulatorio, en abril de 2024, se publicó para consulta pública el Proyecto de Resolución 701038 "Por el cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional", en este proyecto la CREG establecería la separación de los gastos de comercialización relacionados con la toma de lectura, con el fin de que sean trasladados al OR, una vez se aprueben los planes de implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, AMI previstos en la Resolución CREG 101 001 de 2022. Durante el año, no se generaron documentos adicionales. Al respecto, la CREG publicó la agenda indicativa para el año 2025 en la que para el primer trimestre del año espera emitir proyecto resolución para consulta pública y para el segundo trimestre la emisión de la resolución definitiva para la implementación de AMI (Infraestructura de medición avanzada) en Colombia.

Enel Colombia a cierre del año 2024, cuenta con 77.253 clientes finales con la Infraestructura de Medición Avanzada instalada, los cuales representan un porcentaje de penetración en el mercado de 2,92% y 7.134 como medición de balance.

En marzo de 2024, se finalizó la Solicitud de Información al Mercado (RFI), para Identificar posibles proveedores y sus tecnologías que cumplan con los requisitos técnicos y normativos vigentes en la resolución 101001 de 2022 emitida por la CREG.



GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTOS

La Gerencia de Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica se encarga de gestionar la cadena de suministro desde la identificación de la necesidad de compra hasta la satisfacción de los clientes, asegurando que cada etapa del proceso se ejecute bajo los más altos estándares internacionales. Su objetivo es generar valor para los negocios, proveedores y clientes.

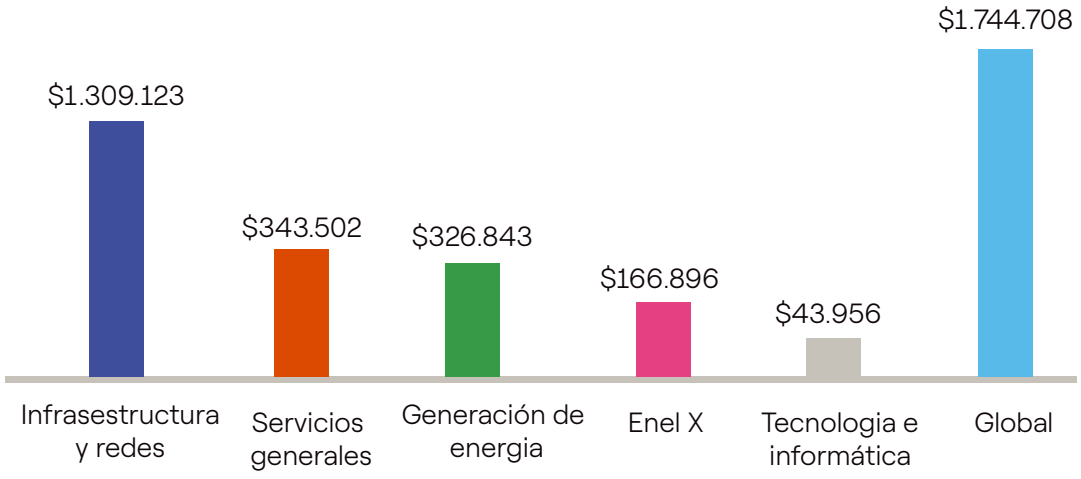
Este proceso incluye todas las actividades que van desde la solicitud de un material, obra, bien o servicio, hasta la formalización del acuerdo comercial mediante la firma de un contrato.

La estrategia de Aprovisionamientos en Colombia y Centroamérica se alinea con los tres pilares de la estrategia de Enel: 1) Rentabilidad, flexibilidad y resiliencia; 2) Sostenibilidad financiera y medioambiental; y se enfoca principalmente en el tercer pilar, Eficiencia y eficacia. Esto se logra mediante la eficiencia en costos e innovación, así como la eficacia de los procesos a través de la formación para desarrollar las habilidades y el potencial de los profesionales del área. Se busca mejorar la comunicación y el relacionamiento con los proveedores mediante la práctica de los valores corporativos para aumentar la confianza, la visión de largo plazo y el beneficio de todas las partes a través de la satisfacción de los clientes de Enel.

PRINCIPALES INDICADORES

Durante el año 2024 Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica realizó adjudicaciones por un valor de $2,2 billones de manera local y $1,7 billones de manera global para un total de $3,9 billones, entre Infraestructura y Redes, Generación de Energía, Tecnología e Informática, Bienes y Servicios de Mercadeo y Servicios Generales.

VOLUMEN DE ADJUDICACIÓN POR ÁREA



En línea con la estrategia de *Procurement*, la eficiencia alcanzada en las compras ha generado un ahorro del 10,7%. Esto se logró gracias a la revisión de especificaciones técnicas, la innovación en procesos y productos, y la simplificación e incorporación de sinergias, lo que facilitó las negociaciones con los proveedores. Las claves de esta mejora incluyen el análisis de precios unitarios, la revisión conjunta de especificaciones técnicas, la optimización de procesos con herramientas tecnológicas innovadoras, y una nueva estrategia de ofertas que extiende los contratos de 3 a 5 años. Este éxito es resultado del trabajo en equipo con las áreas internas y los proveedores, lo que ha permitido obtener precios ajustados a la necesidad y más competitivos en el mercado.



PRINCIPALES LOGROS EN 2024

Tal como lo mencionado, la estrategia de *Procurement* Colombia y Centroamérica en 2024 estuvo enfocada en dos pilares principales Eficiencia y Eficacia, para los cuales se obtuvieron los siguientes logros:

Eficiencia

Design to cost

El Design to cost es una palanca de valor que se aplicó durante el 2024 en la cual se analiza en conjunto con las áreas que requieren los servicios y suministros el detalle de las especificaciones técnicas y se modifican las mismas implementando nuevas tecnologías, materiales, optimización de actividades, entre otros, permitiendo obtener eficiencias en los procesos de contratación especialmente en el costo de los servicios recurrentes.

Metodología *Baseline*

El proceso de compras sigue siendo completamente digital, abarcando todas sus etapas desde la planificación, proceso de compra hasta la firma de contratos, a través de la plataforma digital *Webuy*. Esto garantiza una total transparencia, trazabilidad y confiabilidad en las adquisiciones. Durante el año 2024, se llevaron a cabo diversas actualizaciones en la plataforma *Webuy*, dentro de las cuales la principal corresponde a la configuración de la herramienta "*Baseline*" para el cálculo automático de las diferentes eficiencias obtenidas en un proceso de compras llamadas "*Cost Impact*", "*Market Price Performance*" y "*Target Price Performance*", las cuales comparan el valor adjudicado final con el valor del contrato anterior, el precio del mercado y el valor estimado de adjudicación.

Proyectos implementando inteligencia artificial

Durante el 2024 se llevó a cabo el desarrollo del proyecto AIPRO con iniciativas basadas en el uso de herramientas de inteligencia artificial. Las propuestas nacieron de iniciativas internas de Enel Colombia, con el objetivo de facilitar la relación entre las áreas usuarias que requieren los contratos para servicios y suministros y los proveedores. Estas son:

- **Especifácil** – Automatización de la revisión del proceso de creación de especificaciones técnicas de un contrato con inteligencia artificial generativa.
- **ProVisioner** – Eficiencia en la construcción de listados de proveedores para las licitaciones de Enel Colombia y Centroamérica.
- **Negociapro** – Simulación de negociaciones para el área de Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica.

Eficacia

Proyecto *Buyer Journey*

En el año 2024 se llevó a cabo el desarrollo de un proyecto denominado *Buyer Journey* el cual tiene como objetivo el empoderamiento del comprador y se enfoca en tres pilares principales. El primero basado en el conocimiento del proveedor el cual busca el acercamiento mediante el plan anual de visitas y conocimiento de los servicios prestados, generación de confianza con los proveedores y mejorar la visión de Enel ante el proveedor. El segundo pilar se enfoca en el entendimiento del alcance de las compras bajo la interacción comprador-gestor del contrato, usando estrategias como las visitas técnicas para procesos de compra estratégicos, conocimiento del alcance de las diferentes líneas de negocios de Enel, realización de *workshop* en los procesos de compra y la optimización de especificaciones técnicas. Como último pilar se tiene la formación del comprador la cual se llevó a cabo mediante los programas anuales de formación



técnica a todo el equipo de compras especialmente en la temática de finanzas e idiomas. De igual manera la formación continúa para nuevos talentos, actualización de procedimientos ajustados a la dinámica de la operación y la divulgación oportuna de los mismos. Este proyecto se implementó a todo el equipo de compras que comprende 40 personas.

Proyecto *Supplier Journey*

El eje principal de la estrategia de Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica ha sido en los últimos cuatro (4) años el fortalecimiento del relacionamiento con los proveedores mediante la comunicación abierta, clara y transparente para crear una relación de confianza, por lo cual, el enfoque de proyectos en los ámbitos de relacionamiento, comunicación, desarrollo y crecimiento para los proveedores es uno de los elementos claves.

Por esta razón, se creó el modelo de relacionamiento *Supplier Journey* donde a partir de la segmentación estratégica de proveedores para Enel Colombia y Centroamérica, se logró la gestión de acciones para la consolidación comercial de cada grupo de proveedores a nivel End to End para un beneficio mutuo, desarrollando visitas presenciales con nuestros aliados estratégicos y planes de seguimiento y mejora. En el 2024, se alcanzaron los siguientes logros:

Centro de Atención al Proveedor (CAP)

El centro de atención del proveedor, conocido por sus siglas CAP, es un modelo de servicio para los proveedores de Enel Colombia y Centroamérica. En el año 2024 se potencializó con un avance en materia de actualización de procedimientos, directrices y plataformas para una mejor gestión en la resolución de solicitudes y necesidades con el proveedor, haciendo seguimiento al espacio web para que los gestores puedan guiar a sus proveedores en la solución de inquietudes administrativas y a su vez tener un canal de atención centralizado para el seguimiento de sus labores en la ejecución de los contratos. También ha permitido mejorar el relacionamiento con los proveedores al tener un espacio dedicado 100% para ellos, fomentando el relacionamiento con:

- Atención 24/7 de sus inquietudes a un solo clic de distancia.
- Auto gestión de solicitudes vía web.
- Formulario transaccional para solicitudes especializadas.
- Este canal ha tenido una gran acogida por sus usuarios, logrando más de 27,515 mil visitas en el 2024.

Proyecto Redes sociales y *email marketing*

Las redes sociales y *email marketing*, son fundamentales para el relacionamiento con los proveedores, por lo tanto, el objetivo de Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica con este medio es posicionar a Enel Colombia como una empresa que aporta valor a sus aliados estratégicos. En conjunto con la Gerencia de Comunicaciones de Enel Colombia se generaron espacios en la red *LinkedIn*, con el fin de publicar pilares educativos e inspiracionales con testimonios, experiencias, casos de éxito con los proveedores y a su vez *tips* con información de interés como: el plan de compras, el calendario e información de facturación, información de interés para el proceso operativo de los proveedores, divulgación de capacitaciones y mensajes inspiracionales del equipo de Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica, contando para el año 2024 con más de 39 publicaciones en *LinkedIn* con un aumento del 56% comparado con el año 2023. Se realizaron 27 campañas de *email marketing* en el año 2024 con el fin de establecer y fortalecer la relación entre Enel Colombia y los proveedores con el envío de correos electrónicos con información de interés y fechas relevantes para sus procesos.



Proyecto ENEL PRO

El proyecto ENEL PRO, tiene como objetivo mejorar la experiencia del proceso de calificación y licitación de proveedores a través de un juego interactivo (usando la tecnología de Gamificación) que permitirá a los proveedores entender todas las etapas de este proceso y generar un mejor flujo de información para aumentar la satisfacción y empatía con el proveedor. En el año 2024, se implementó el piloto con 44 proveedores para el uso de la herramienta, con el fin de obtener una retroalimentación activa y mejoras en este proceso.

Participación en eventos

Durante el 2024, Aprovisionamientos participó en diferentes Ruedas de Negocios y eventos donde se dieron a conocer las necesidades de compra de las diferentes líneas de negocio de la compañía y se trataron diversas temáticas como la innovación, sostenibilidad y la búsqueda de aliados estratégicos. Se destaca la participación en los siguientes eventos:

- Participación los días 21 y 22 de marzo en la Quinta Macrorrueda de negocios de la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (ANDESCO). Aprovisionamientos Colombia y Centroamérica participó activamente en 15 citas con proveedores del sector de servicios, obras, suministros e innovación, dando a conocer las próximas licitaciones vinculándolos al centro de atención a proveedores (CAP).
- Participación los días 16 y 17 de mayo a la Macrorrueda Internacional de Negocios del Sector Energético de la Cámara de Comercio de Energía y COCIER, enfocado en el relacionamiento con proveedores y exploración de nuevos proyectos de innovación, fortaleciendo la gestión empresarial. En este encuentro se lograron 20 reuniones con empresas del sector para abordar temas de suministros y servicios, donde se compartió la información de las próximas licitaciones para el periodo 2024.
- Participación los días 9 y 10 de octubre al X Congreso de la Cámara de Comercio de Energía, enfocado en el "Impacto de la innovación tecnológica en el sector energético". En este encuentro se lograron 15 reuniones con empresas del sector para abordar temas de suministros y servicios, donde se compartió la información de las próximas licitaciones para finalizar el año 2024.

Impacto del k de sostenibilidad en la contratación

El k de sostenibilidad es un factor integrado en los procesos de contratación como un criterio optativo por parte de los proveedores que se materializa en la ejecución de los contratos y aporta a los objetivos de desarrollo sostenible establecidos a nivel mundial.

En el 2024 se gestionaron procesos de compra incluyendo k de sostenibilidad, de los cuales el 78% concluyó con contrato adjudicado con un compromiso de sostenibilidad. Dentro de los k ofertados y comprometidos por los proveedores en la cadena de suministro se destacan:

- La contratación de un porcentaje de mujeres dentro del desarrollo de los contratos para aportar a la igualdad de género.
- La contratación de personas en condición de discapacidad, edad adulta o primer empleo, logrando una igualdad de condiciones.
- La utilización de materiales reutilizables para disminuir los residuos y la huella de carbono, y aprovechar al máximo los recursos.



Con el objetivo de maximizar los recursos de materias primas disponibles, aumentar el tiempo del ciclo productivo y reducir la generación de residuos, dentro de los contratos adjudicados se presentan los siguientes proyectos que emplean economía circular:

- Suministro de Herrajes de MV/LV: En este contrato se utilizan alrededor del 50% de materiales reciclados para reducir la utilización de materia prima virgen para la fabricación de los herrajes.
- Suministro de ductos PVC: En este contrato el proveedor se compromete con programas para el aprovechamiento de los residuos generados dentro del proceso de fabricación de los ductos, logrando así la transformación de los mismos en materia prima secundaria, y reducir la cantidad de residuos destinados a disposición final.
- En el 2024 se han ejecutado contratos con uso de material reciclado como residuos de postes que han salido de operación y otros residuos de construcción para la fabricación de postes de concreto, así como el uso de material plástico y bronce de las cajas que han salido de operación para reutilizar en la fabricación de nuevas cajas poliméricas.

Gestión de compras

A continuación, se presentan algunos de los procesos más relevantes adjudicados durante el 2024 por cada una de las unidades de compras:

Compras Enel Grids

Contratación de obras y servicios

Dentro de los principales procesos gestionados por la unidad de compras de Infraestructura y Redes de Aprovisionamientos Colombia se destaca que en el 2024 se realizó la adjudicación de los siguientes procesos de compra:

- Operaciones Integradas (Operaciones técnicas y comerciales) para las zonas I Metropolitana Suroriente, Zona III Metropolitana Centro Oriente y Zona V Metropolitana Noroccidente en Bogotá. Con la adjudicación de estas tres (3) zonas se dio la inclusión de la contratación de personal desempleado o primer empleo y asegurar la equidad de género durante la vigencia de los cinco (5) años de los contratos. También se dio la implementación de nuevos esquemas operativos y herramientas tecnológicas en pro de la optimización de la operación y mejora en los indicadores SAIDI y SAIFI. Estos servicios fueron adjudicados a los proveedores Inmer Ingeniería SAS y Mecánicos Asociados SAS.
- Servicio de Control de Pérdidas de energía en clientes del mercado masivo, grandes consumidores, clientes de otros comercializadores, fronteras comerciales y de distribución, así como el aseguramiento de los sistemas de medida para garantizar la correcta facturación, hace parte del alcance de la gestión en sitio de los sistemas de telemedida, medición avanzada y macromedición. También incluye las actividades de barrido, levantamiento y análisis para la determinación y aseguramiento de pérdidas en subestaciones, circuitos, transformadores o polígonos geográficos. Incluye, además, la definición, ejecución de medidas técnicas y normalizaciones de la medida, entre otras actividades, que garanticen el correcto registro de la energía, en el área de cobertura de Bogotá, Sabana y Cundinamarca y en general para todos aquellos municipios del área de cobertura de ENEL Colombia.
- Esta adjudicación contempla la inclusión de los grupos de instalación (operación) de medio ambiental y seguridad en el trabajo, alienándonos a la estrategia de la compañía en estos dos aspectos, así mismo la inclusión de equipos de innovación para la detección del hurto de energía.
- A través de estos contratos, se garantizará el servicio del control de pérdidas masivas en los clientes de la zona de influencia, así como el aseguramiento a la medida en fronteras (control perdidas grandes energías).



Compras de materiales y equipos

El Grupo Enel realiza compras en volumen y durante 2024 se efectuaron licitaciones de materiales y equipos eléctricos consolidando las necesidades de las distribuidoras de energía eléctrica donde Enel tiene presencia.

- En la consolidación de volumen se incluyó la contratación del suministro de cables de MT/BT/AT. Con esta compra se busca contribuir en Enel Colombia con los proyectos de nuevos circuitos en Cundinamarca, medidas técnicas forestales, ampliación de la capacidad de la subestación Ubaté, suplencias y reposición de las líneas de alta tensión 115KV Muña – Sauces y reposición de infraestructura rural BT entre otros proyectos
- A nivel Colombia, se adjudicó el suministro de postes metálicos por una vigencia de tres (3 años) más una opción de dos (2) años adicionales. Con esta contratación se cubre la necesidad de postes requeridos para la ampliación de las redes disponibles mediante nuevas conexiones y la reposición de infraestructura rural y urbana deteriorada.

Compras Enel X/*Global Custumer Operation*

En 2024, la unidad de compras de Enel X/*Global Custumer Operation* de Aprovisionamientos Colombia adjudicó las siguientes licitaciones principales:

Se llevó a cabo la contratación del servicio de canales de atención físicos y *backoffice* (atención presencial y soporte de operaciones) en Bogotá, Cundinamarca y otras zonas de cobertura de Enel, abarcando los segmentos B2C, B2B, B2G, Defensor del Cliente y el mercado no regulado. Para esta contratación se diseñó un modelo de remuneración flexible e híbrido con el fin de mantener la confiabilidad en la prestación del servicio, se adjudicó a dos proveedores. De igual manera con esta contratación se busca implementar alternativas digitales para la prestación del servicio al cliente. Estos contratos fueron adjudicados a los proveedores Atech BPO SLU Sucursal Colombia y Millenium BPO SA.

Se llevó a cabo la contratación de los Servicios de Interventoría para los segmentos de B2G, B2B & HSEQ. Este alcance contempla los servicios de inspecciones y pruebas de los trabajos en media tensión, baja tensión y alumbrado público para las zonas de cobertura de Enel en Bogotá, Cundinamarca y Sabana. En esta contratación se manejó una estrategia de confiabilidad en la prestación del servicio, adjudicando un contrato de respaldo que se activa en caso de inconvenientes con el contrato en ejecución. Este contrato fue adjudicado al proveedor ITICCOL S.A.S.



Compras de Generación

Colombia

- Se llevó a cabo la contratación del servicio de la operación técnica del manejo del patio de combustibles fósiles para la Central Térmica Termozipa. El contrato fue adjudicado por una vigencia de dos (2) años y posible activación de un (1) año adicional. Esta contratación garantiza la administración para el suministro de Carbón para la Generación de la Central. Este contrato fue adjudicado al proveedor MAQUINAS AMARILLAS SAS.
- Contratación de la operación y mantenimiento de las bocatomas de las Centrales Hidroeléctricas de la Cadena Río Bogotá. El contrato fue adjudicado por una vigencia de tres (3) años. Esta contratación tiene como alcance principal el retiro de residuos sólidos de las rejas finas y gruesas instaladas en las bocatomas. Este contrato fue adjudicado al proveedor NSL CONSTRUCCIONES PG SAS.



Centroamérica

- En 2024 se llevó a cabo la contratación de Servicios de Mantenimientos Preventivos y Correctivos en las Centrales Hidroeléctricas por USD 12.5 millones desde reparaciones mecánicas y eléctricas, actualización de los sistemas de automatización en las centrales, monitoreo de vibraciones, sistemas de protecciones, sistemas de detección y alarmas contra incendios como también el suministro de varios componentes y repuestos. Estas contrataciones permiten asegurar la oportuna intervención de los equipos, así como la mitigación de fallas, garantizando así la continuidad de la operación y generación de energía.
- En octubre del 2024 fue presentado y aprobado en el Comité de Inversión de Enel el proyecto de reemplazo del rodete y de los inyectores de la turbina U1 en la Central de generación El Canadá en Guatemala. Con este nuevo diseño se busca mejorar la eficiencia y aumentar la producción en +4,21 GWh/año. El valor total de inversión es USD 3,46 millones y está planeado ejecutarse entre los meses de marzo y abril del 2026 donde se encuentra programado el mantenimiento mayor de la Central de forma que el impacto en la generación sea mínimo.

Compras Servicios y Staff

Dentro de las principales licitaciones desarrolladas a nivel de servicios y staff en el 2024, se destacan los siguientes dos procesos:

- Contratación del Servicio de Aseo y Mantenimiento de Sedes Enel Colombia para generación de energía y distribución y redes, el cual atiende la necesidad de preservar la integridad y vida útil de las instalaciones y sus equipos. Con esta contratación también se busca incentivar la implementación de programas de desarrollo de capacidades en empleados y contratación de personas de primer empleo. Este contrato fue adjudicado al proveedor SODEXO SAS.
- Contratación del Servicio de vigilancia y seguridad privada, el cual atiende la necesidad de preservar la seguridad y dar protección a las personas, bienes e inmuebles en un lugar determinado donde se presentan operaciones de Enel Colombia. Este contrato fue adjudicado al proveedor SEGURIDAD ATLAS LTDA

Compras ICT Colombia

Dentro de las principales licitaciones gestionadas, el área de *Procurement* ICT Colombia, en el 2024 finalizó la adjudicación de los procesos de licitación referentes a:

Línea Telecomunicaciones ICT Colombia

- En el 2024 Enel Colombia S.A. ESP. requería contar con los Servicios de conectividad de datos, así como la implementación de los servicios de enlaces y accesos relacionados para la Red, motivo por el cual, se salió a un proceso de licitación que dio como resultado. El proveedor adjudicado fue Ufinet Colombia S.A.

Línea Servicios Profesionales ICT Colombia

- En el marco del proyecto de renovación del contrato de Servicios de Análisis, diseño, desarrollo, administración y mantenimiento de la plataforma Digital *Retailer* Latam para Enel X Colombia S.A.S ESP. (Comercializadora Digital) mediante un proceso de licitación se contrató dicho servicio por un (1) año base más un (1) año opcional. El proveedor adjudicado fue Atech Advanced Solutions S.A

Línea *Cloud Services Software & Cloud*

- Se llevó a cabo la contratación del Suministro y Puesta en Servicio de la Infraestructura *Cluster* para Enel Colombia S.A. ESP. Este proceso de compra se realizó bajo licitación. El proveedor adjudicado fue Green Services and Solutions S.A.S.

Compras Globales

Dentro del proceso de compra, también se llevaron a cabo adjudicaciones desde el ámbito global, integrando varios países para lograr sinergias y precios más competitivos. Las siguientes son contrataciones que se derivaron de un proceso global con la adjudicación de contratos para Colombia y Centroamérica:

- En el primer semestre de 2024 se adjudicó y se suscribieron los contratos correspondientes al BOP del proyecto solar Guayepo III, el cual cuenta con una capacidad de 266,6 Mw Dc y está ubicado en el departamento del Atlántico, municipio de Ponedera. El alcance del BOP contempla todas las actividades de construcción, civiles y electromecánicas de proyecto, incluye la ingeniería, suministro de cables y equipos menores, instalación de *trackers* y paneles solares, pruebas y puesta en operación. Con este proyecto Enel sigue diversificando la matriz energética el país con proyectos a gran escala. Guayepo III forma parte de un *cluster* junto con los proyectos Guayepo 1&2 y Atlántico. La construcción de un "*Cluster solar*" permite aprovechar sinergias y complementariedades entre proyectos. El BOP fue adjudicado a 2 proveedores, cada uno encargado de la construcción de su propio polígono: Polígono Sur (187,01 Mw Dc) adjudicado al proveedor Negratin. y Polígono Norte (79,6 Mw Dc) adjudicado al proveedor *Power* China.
- En 2024 también se realizó la contratación del BOP del proyecto solar Atlántico con una capacidad de 256,02 Mw Dc. El alcance contempla todas las actividades de construcción, civiles y electromecánicas de proyecto, incluye la ingeniería, suministro de cables y equipos menores, instalación de *trackers* y Paneles solares, pruebas y puesta en operación. Atlántico Fotovoltaico es el tercer proyecto solar que Enel desarrolla en el departamento del Atlántico, municipio de Sabanalarga (Junto con Guayepo I&II y Guayepo III) aportando de manera significativa a la transición energética del país.

  Con el fin de optimizar el plazo de construcción y disminuir el riesgo, el BOP fue adjudicado a dos (2) proveedores que trabajan de manera simultánea cada uno en su respectivo polígono, así: Polígono Sur de 142,86 Mw Dc adjudicado al proveedor Eiffage.y polígono Norte de 113,16 Mw Dc por adjudicado al proveedor Elecnor.

  Se llevó a cabo una contratación global para el suministro de transformadores de alta y media tensión para Italia, España y Colombia. Con esta contratación se asegura la disponibilidad oportuna de los equipos y confiabilidad de la operación y continuidad del servicio. Para Colombia se adjudicaron tres contratos a tres proveedores diferentes CHINT ELECTRIC CO LTD, SIEYUAN ELECTRIC CO LTD y WEG EQUIPAMENTOS ELETRICOS S A.







CAPÍTULO **3**

Así nos Proyectamos al **ENTORNO**

GESTIÓN AMBIENTAL

GENERACIÓN

Medio Ambiente:

Enel, están comprometido con la protección de los recursos naturales y la calidad del medio ambiente para el desarrollo de todas sus actividades, entre ellas la generación de Energía, por tal motivo trabaja en armonía con su entorno, haciendo uso racional de los recursos naturales e Identifica los posibles Impactos y los gestiona en todas las actividades operativas para controlar, reducir y/o prevenir los aspectos e impactos ambientales negativos que puedan generar, así mismo asegura el cumplimiento de todos los requisitos legales aplicables en las zonas donde desarrolla sus proyectos.

La gestión ambiental estuvo enfocada en los objetivos estratégicos de Biodiversidad, Innovación, Recursos Naturales y Descarbonización y transición energética – BIRD, así como los resultados de la implementación del Programa de Educación Ambiental, para el fortalecimiento de la cultura ambiental con comunidades dentro del área de interés directo de las centrales de Generación:

Biodiversidad:

Con el fin de continuar promoviendo la protección y cuidado de la biodiversidad en el área de influencia de nuestras centrales y sitios de construcción hemos desarrollado:

Guías para la identificación de las Aves como también Guía de insectos, arañas y otros artrópodos terrestres, de los municipios aledaños a las centrales Betania, Quimbo, Río Bogotá

Cuyo objetivo es promover el conocimiento y la protección de estas especies. Fomentado en la comunidad a observar y proteger, ya que desempeñan un papel crucial tanto en los ecosistemas como para los seres humanos.



Actividades de repoblamiento – programa ictico y pequero

En el marco del Programa Íctico y Pesquero del Alto Magdalena, en el año 2024 se desarrolló el repoblamiento en el embalse de El Quimbo de 1.000.000 de alevinos) y en Betania de 1,430,050 alevinos de diferentes especies (capaz, bocachico, pataló y dorada), las cuales se encuentran en estado Vulnerable (VU) y en Peligro Crítico.

De esta manera, Enel Colombia completó 9.483.050 peces sembrados en la cuenca alta del río Magdalena de las especies bocachico, capaz, dorada y patalo, desde 2019.

Actividades de compensación forestal en las centrales de generación

Durante el año 2024 y en cumplimiento a diferentes obligaciones legales, se desarrollaron actividades de compensación forestal asociadas a siembra de árboles, mediante las cuales se establecieron aproximadamente 180.697 árboles distribuidos en 50 especies diferentes y pertenecientes al ecosistema del Bosque Seco Tropical (B-sT) en áreas ubicadas en los municipios de Agrado, Gigante y Altamira.

Programa de restauración ecológica

- Se han propagado 1.133.328 árboles de 83 especies nativas del bosque seco tropical entre 2014 y 2024.
- Se continúa trabajando con los tres viveros locales comunitarios, ubicados en los municipios de El Agrado, Garzón y Gigante.
- Se han plantado 800.132 árboles en las áreas en proceso de restauración

Monitoreo de fauna silvestre Centrales El Paso+Extensión, La Loma.

En noviembre 2024, se realiza monitoreo anual de fauna silvestre para la central El Paso+Extensión, correspondiente a la época húmeda (lluvias) para los grupos faunísticos: mamíferos, aves, herpetos (reptiles/anfibios). De igual manera, para la central La Loma, se monitorearon estos grupos, al finalizar la etapa constructiva, junio 2024.

Acciones con las comunidades de las áreas de influencias de los proyectos orientadas a promover la seguridad alimentaria.



Huertas familiares y comunitarias en la Cadena Pagua

En el marco del programa de educación ambiental de las Cadena Pagua durante el periodo 2024, el programa continuo con las acciones de capacitación y formación, el seguimiento e instalación de una serie de huertas familiares y comunitarias que adoraron temáticas de agroecología, permacultura que tenían como objetivo fortalecer las acciones comunitarias asociadas a sus procesos de seguridad alimentaria. Las temáticas de los talleres fueron sobre adaptación al cambio climático, Producción orgánica, producción limpia, biodiversidad, fertilizantes orgánicos control biológico, microorganismos eficientes, entre otros de relevancia e interés de los beneficiarios.

En los municipios de Granada y El Colegio se desarrolló en 22 veredas la construcción de 164 huertas caseras, 7 huertos escolares de 4 instituciones educativas y 7 huertas comunitarias, así mismo se realizaron 260 capacitaciones para el establecimiento y manejo de huertas y en el fortalecimiento del proceso de seguridad y soberanía alimentaria para 225 familias.

Se han entregado más de 300 kits de plántulas, con 7.000 plántulas de hortalizas. Así mismo algunos insumos como semillas, malla, Poli sombra Humus líquido y Biofertilizantes.



Ecoproyectos en los municipios de la Central Guavio

Durante el 2024, el Programa de Educación Ambiental continuó con el desarrollo de los Ecoproyectos con la participación de 46 familias, 46 familias con huertas caseras en los municipios de Gachalá, Gama y Ubalá A y B, de 21 veredas.

Se hizo acompañamiento y capacitación en adecuación del terreno, siembras, control biológico de plagas, elaboración de abono orgánico entre otros temas. De igual manera se apoya con insumos de (474 paquetes de semillas de hortalizas, y 25 de plantas de aromáticas como hierbabuena, ruda, anís, acetaminofén, Limonaria y Albahaca y otros insumos como Cal dolomita, malla plástica, plástico negro, polisombra). En el 2024 se participado de un (1) mercado campesino con las comunidades del municipio de Gama.

En el 2024 se realizaron 165 capacitaciones para la asesoría y fortalecimiento de huertas de las comunidades, como resultado de la gestión de este proyecto.

Acciones de economía circular con las comunidades del área de influencia de la central Térmica Termozipa.

Durante el 2024, se han beneficiado más de 20 personas, con el programa Tejiendo Saberes, que desarrolla la Secretaría de Ambiente de Tocancipá, en alianza con Enel Colombia, la cual tiene como objetivo crear conciencia ambiental a través de la economía circular, generando oportunidades productivas a través de las artesanías, Se han elaborado más 550 artesanías como ramos para la semana santa, canastos, aretes, sombreros, portalápices, individuales de mesa, utilizando 125 kilos de Enea. Además, los artesanos han participado en 2 mercados campesinos y un foro ambiental. Desde Programa se apoyó con capacitación en tipos de bordado y insumos 3 kilos de pepa de madera para adornar algunas artesanías, hilo cáñamo y la articulación con Secretaría de Ambiente, para la entrega de enea a los artesanos.

Programa de Educación y sensibilización ambiental en instituciones educativas

Para el periodo del 2024 se trabajó de forma articulada con 22 Institución Educativa Departamental o Principales y 49 de sedes rurales de 18 municipios de los departamentos de Huila y Cundinamarca.

Como logros de las actividades realizadas en las instituciones de las áreas de influencia tal se obtuvo:

- 241 sesiones con docentes y estudiantes para construcción, en 22 Instituciones Educativas para su estructuración, desarrollo de los PRAE y su articulación con las acciones de Educación Ambiental por cada Institución Educativa con una asistencia 1.670 personas de la comunidad educativa.
- Se definieron y desarrollaron 22 proyectos ambientales escolares de interés ecológico y sustentable en la I.E del área de influencia de las centrales. Para los cuales se aportaron todos los recursos necesarios para su implementación.
- Se realizar 235 sesiones anuales de capacitación producto de estos talleres se definió y desarrollar un (1) proyecto ambiental escolar de interés, ecológico y sustentable por institución educativa donde asistieron 4.471 estudiantes.
- Se lograron realizar 470 sesiones anuales de seguimiento para la puesta en marcha Proyectos ambientales, ecológicos y sustentables en las Institución educativa del área de Influencia de las centrales de generación en el cual asistieron 1.740 estudiantes en actividades de carácter lúdicas, prácticas y participativas para los 22 proyectos
- Se celebraron 8 celebraciones ambientales en 102 jornadas o eventos de celebración de fechas conmemorativas ambientales para cada una de las instituciones educativas de las áreas de influencia al año con una participación de 2.695

Proyectos de Valor Compartido y Educación Ambiental con las comunidades del área de influencia del Paso+Extensión y La Loma

Creación de apiarios para cría de abejas, elaboración y venta de miel, dentro de los predios del proyecto, involucrando a las comunidades del área de influencia de la Central La Loma.

Con el objeto de aplicar un proyecto con enfoque en valor compartido y economía circular, se ha construido un modelo de energización rural y de huertas agrovoltaicas para autoconsumo de algunas viviendas de la comunidad del área de influencia del Parque Fotovoltaico EL PASO ubicada en el departamento de Cesar, Vereda San Angel.

Se utilizan materiales remanentes de la construcción del PFV La Loma, tales como, paneles, hincas y omegas, para construir un sistema de electrificación rural, que le otorga energía a seis (6) viviendas de la Vereda San Angel, comunidad del área influencia del Paso+Extensión. Adicionalmente, se realiza la instalación de una huerta para siembra y consumo de vegetales.



Recursos Naturales:

Cierre de obligaciones ambientales

Centrales de generación Colombia.

En Colombia tenemos 95 permisos ambientales, dos licencias ambientales y Se ejecutaron las actividades definidas en la licencia ambiental de la central El Quimbo, El Paso + Extensión y la Loma, así como los 4 planes de manejo ambiental de las centrales Cadena Pagua, Cadena Casalaco, Betania y Guavio aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), logrando en el 2024 el cierre de 84 obligaciones en las centrales.

- **El Quimbo:** 162 obligaciones
- **Cadena Pagua:** 43 obligaciones
- **Cadena Casalaco:** 12 obligaciones

Es de resaltar que, para Colombia en el periodo, se han realizado actividades tendientes a gestionar el cumplimiento de 2.741 obligaciones.

Centrales de Generación Centro América

Guatemala

En febrero de 2024, en colaboración con las autoridades comunitarias de la Aldea San Isidro, se completó la fabricación de 20 eco bancas. Estas bancas serán utilizadas por aproximadamente 350 personas de la comunidad para sus asambleas y reuniones. Las eco bancas forman parte de las iniciativas de economía circular promovidas en Guatemala, reflejando nuestro compromiso con el medio ambiente y la sociedad, especialmente debido a la gran cantidad de residuos que llegan a la presa.

Costa Rica

Implementar el uso de aceites biodegradables en las operaciones de las centrales en Costa Rica para reducir la contaminación de aguas residuales y mejorar la sostenibilidad ambiental, lo cual reduce la contaminación de aguas residuales debido a los metales La transición de contenido metálico en flujos de agua subterránea o de agua residual es una preocupación, ya que se bioacumula en la cadena alimenticia. *ENVIRON AW* no contiene cenizas ni aditivos a base de meta.



No tóxico y casi inodoro, No es altamente tóxico para los peces, las daphnias o las algas, según los criterios del Sistema globalmente armonizado (SGA) de las Naciones Unidas. *ENVIRON AW* contribuye a mantener un ambiente laboral más limpio, seguro y agradable.

Centrales de Generación Térmica– Emisiones atmosféricas

La Compañía hizo seguimiento a las emisiones de CO2, NOx y Sox, así como de material particulado MP de las Central Térmicas Termozipa y a la calidad del aire en sus alrededores, garantizando siempre el cumplimiento ambiental por medio de proyectos como: implementación y operación de quemadores de bajo NOx, control y seguimiento permanente en variables críticas de la combustión, construcción barrera protección de vientos en patio de carbón con humectación de material para evitar la influencia de volátiles así mismo el seguimiento al control a la calidad del combustible.

ENEL X

Con el fin de mitigar los impactos negativos sobre el medio ambiente y la sociedad, además de proteger los recursos naturales, Enel Colombia S.A. E.S.P; realizó una evaluación constante a los riesgos que sus actividades generan en el medio ambiente, para asegurar un adecuado seguimiento y control de las operaciones.

Dentro de los impactos se evalúan, proyectos de movilidad eléctrica, parques solares, eficiencia energética, disminución de papel en procesos digitales y de facturación, inclusión del componente de biodiversidad en los proyectos y generación de residuos peligrosos y No peligrosos.

El Sistema de Gestión Ambiental se encuentra alineado con la estrategia de sostenibilidad del Grupo Enel por medio del desarrollo de programas de mejoramiento ambiental, lo cuales están enfocados en la evaluación y control operacional de contratistas, biodiversidad urbana, cambio climático, cultura ambiental, gestión de residuos y preparación y atención de emergencias ambientales.



Gestión ambiental de proyectos

Se realizaron actividades para cumplir en todos los proyectos con los requerimientos establecidos por la normatividad legal ambiental vigente, demostrando el compromiso permanente con la prevención y mitigación de los impactos ambientales, el uso eficiente de los recursos naturales, así como la protección y conservación de la biodiversidad en las áreas de influencia.

Electro-terminal USME EL PRADO:






El proyecto de biodiversidad urbana desarrollado en la estación de carga de buses eléctricos El Prado, localidad de USME, ciudad de Bogotá, está enfocado en la generación de servicios ecosistémicos y embellecimiento de fachada para los habitantes de Usme, a través de la instalación de jardines verticales y huertas comunitarias en un área de 50 m2. Este proyecto aportó significativamente a mejorar la calidad de vida de los habitantes de la zona, por medio de la entrega de 4 cosechas con 1400 unidades vegetales de tubérculos, verduras y aromáticas a 11 familias de la comunidad cercana al proyecto. Así mismo, mejoró la calidad del aire mediante la captura de 72 kg de CO2 y la reducción del ruido ambiental. El proyecto e-Buses con la construcción de sus 6 estaciones de recarga para buses eléctricos, además de promover la electrificación limpia y la descarbonización, tiene un importante foco en el pilar de la Sostenibilidad, desde un foco Ambiental y trabajo con la comunidad. Este es el caso de la iniciativa desarrollada desde hace más de dos años en el patio El Prado, ubicado en la localidad de Usme.



ENEL GRIDS

La gestión ambiental en el ámbito del negocio de distribución se centra en la mejora continua del Sistema de Gestión Ambiental (SGA), alineado con la norma técnica ISO 14001. Este enfoque incluye el fortalecimiento de la cultura ambiental entre colaboradores y contratistas, la búsqueda de alianzas para la protección de la biodiversidad, el seguimiento del cumplimiento de requisitos legales ambientales y riesgos asociados, la promoción e implementación de iniciativas de economía circular, y la colaboración interinstitucional para cumplir con metas relacionadas con la gestión de PCB, entre otros aspectos. Todo ello refleja el compromiso con los desafíos ambientales y la sostenibilidad del negocio de distribución.

En el ámbito de la gestión ambiental vinculada a las actividades de construcción y mantenimiento de redes eléctricas durante el año 2024, se destacan las siguientes líneas estratégicas de actuación:

Inspecciones acompañadas:

En 2024, se fortaleció el proceso de inspecciones ambientales mediante 28 acompañamientos a inspectores internos y externos, logrando prevenir riesgos e impactos. Se aplicaron los conocimientos de las formaciones TQI, mejorando el manejo de listas de verificación ambiental, consolidando buenas prácticas y elevando los estándares de inspección.



Implementación de Planes para la Prevención de Incendios Forestales:

A partir de los eventos ocurridos en el marco del fenómeno de la niña, se llevaron a cabo planes específicos para fortalecer la gestión de atención incendios forestales ocurridos en área de influencia de nuestra infraestructura, minimizando así el impacto ambiental durante las operaciones y mejorando los tiempos de reacción y atención

Asimismo, se continua de las actividades relacionadas con el soterramiento de redes y la sustitución de conductores desnudos por aislados, como parte de los esfuerzos continuos para mejorar la seguridad y eficiencia de nuestras operaciones.

También se firmó un convenio con los cuerpos de bomberos de Cáqueza, Sesquilé, Ubaque y Fómeque para fortalecer sinergias y garantizar una respuesta oportuna ante incendios forestales u otras amenazas que afecten a la población, el medio ambiente o la infraestructura.

Evaluación del desempeño ambiental a contratistas:

En 2024, se reforzó el control ambiental en las actividades de empresas colaboradoras mediante 124 inspecciones a contratistas de alto riesgo ambiental y aproximadamente 25,719 inspecciones a contratos de riesgo medio. Además, se realizaron cuatro evaluaciones ambientales específicas (*Assessment* Ambientales), dos evaluaciones locales (ECoS Local) enfocadas en gestión forestal y construcción, y una ECoS Global al Sistema de Gestión Ambiental de Enel Grids.

Se avanzó en la funcionalidad de la herramienta *Smart Control* para mejorar el reporte y seguimiento de inspecciones, y se fortaleció el proyecto Total *Quality Inspections* con formaciones especializadas y apoyo operativo, reafirmando el compromiso con la mejora continua y la gestión ambiental responsable.

Gestión de Bifenilos Policlorados (PCBs):

La compañía continúa avanzando en el cumplimiento de las metas establecidas para la identificación y eliminación del PCB, en concordancia con los estándares y plazos definidos por las autoridades ambientales. Se implementaron medidas para gestionar de manera adecuada los Bifenilos Policlorados (PCBs), asegurando su manejo y disposición conforme a los estándares ambientales.

Manejo de Aceites Dieléctricos desde el Enfoque Preventivo:

Se adoptó un enfoque preventivo en el manejo de aceites dieléctricos, garantizando la aplicación de prácticas que eviten impactos ambientales negativos como la adquisición de kits ambientales tanto para Subestaciones eléctrica de AT como para sedes operativas.

Fortalecimiento de la Cultura Ambiental:

Se intensificó la promoción de la cultura ambiental entre colaboradores y contratistas, asegurando un mayor compromiso con prácticas sostenibles a través de formaciones y comunicaciones.

Protección a la Biodiversidad desarrollo metodología TNFD LEAP:

En 2024, Enel Grids implementó la metodología LEAP para analizar las interacciones con los ecosistemas en dos áreas de estudio estratégicas en Cundinamarca. Los análisis revelaron un riesgo bajo asociado a la infraestructura eléctrica existente, sin requerir medidas específicas. Esta iniciativa global reafirma el compromiso de la empresa con la sostenibilidad y la gestión responsable de la naturaleza.

Eliminación de asbestos en las instalaciones:

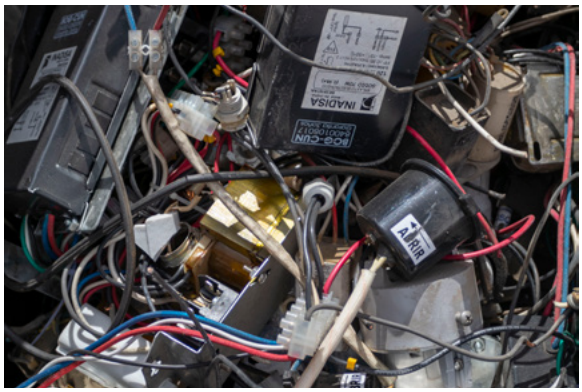
Durante el 2024 continuamos con la eliminación de asbestos en Subestaciones eléctricas logrando un entorno seguro para nuestros trabajadores. Durante los próximos años, se continuará gestionando el retiro de asbestos tanto en las instalaciones de Enel Colombia como el asbesto instalado que se encuentre durante las actividades de mantenimiento de las redes eléctricas y haciendo bajo protocolos rigurosos que permitan su disposición de manera responsable con el medio ambiente.

Fomento de Proyectos de Economía Circular:

Se ha continuado con la implementación de estrategias basadas en economía circular ha promovido la conciencia sobre el manejo adecuado de residuos en generados y el uso eficiente de recursos en la operación, el mantenimiento y desarrollo de nuevos proyectos.

Environmental Emergencies Awareness:

Llevamos a cabo el *Environmental Emergencies Awareness*, un espacio diseñado para fortalecer los conocimientos técnicos de nuestros colaboradores internos y externos en la atención de eventos con consecuencias ambientales que puedan surgir durante la ejecución de nuestras actividades.



Economía circular

Proyectos e iniciativas desarrolladas en el 2024:

Transformación de residuos de cerámica en Cemento	La porcelana aislante históricamente ha sido destinada en escombreras se genera cuando termina la vida útil de aisladores, bujes, interruptores, seccionadores, reconectadores, entre otros. En el año 2024, después del proyecto piloto desarrollado entre ENEL COLOMBIA, LITO SAS Y MOLSABANA, se continuó con la gestión de aproximadamente 200 toneladas de residuos de porcelana o electro cerámica en materia prima para el sector cementero y de agregados pétreos. Este proyecto además de valorizar los residuos generados y fortalecer la economía circular, tiene como objetivo apoyar las iniciativas asociadas a la estrategia de valor compartido de la compañía, promoviendo el desarrollo sostenible y reforzando el compromiso con prácticas ambientales responsables.
Dotaciones Sostenibles	Comprometidos con la sostenibilidad en todos nuestros procesos, hemos dado un paso crucial en la evolución de los textiles utilizados para las dotaciones de las empresas colaboradoras. Hemos pasado de utilizar materias primas de origen fósil a optar por materias primas de origen sostenible. En colaboración con una importante textilera colombiana, desarrollamos un textil de poliéster 100% reciclado. Transformamos botellas PET recicladas en hilos, que luego se convirtieron en chaquetas para la dotación de nuestras empresas colaboradoras. Estos textiles cuentan con la certificación GRS (*Global Recycled Standard*), que garantiza que los hilos están elaborados con poliéster 100% reciclado, proveniente de la reutilización de botellas PET. Esta certificación asegura la trazabilidad de la materia prima reciclada y certifica su producción mediante prácticas sociales, ambientales y químicas responsables. En el año 2024 se han fabricado 3078 chaquetas que corresponde a 43092 Botellas que ya no hacen más daño al medio ambiente.
Aprovechamiento de residuos de construcción y demolición	Durante el año 2024, en las obras civiles ejecutadas en Bogotá se reutilizaron 1473 m3 de Residuos de Construcción y Demolición, y se dispusieron 5575 m3 en centros de aprovechamiento. De esta manera se dio una segunda vida a estos residuos generados evitando que lleguen a sitios de disposición final como escombreras, garantizando su uso en la misma obra o su transformación en otros materiales para su comercialización. Así mismo se compraron 1069 m3 de materiales provenientes de centros de aprovechamiento de Residuos de Construcción y Demolición, evitando la compra de materiales nuevos provenientes de canteras.
L-ECO-BOX: Nuevo diseño de Cámara Subterránea ecológico instalado en Bogotá	ENEL COLOMBIA desarrolla el primer prototipo de cámara subterránea prefabricada. Esta innovación corresponde a un sistema modular que sustituye el método convencional de construcción en mampostería y el uso de recursos naturales realizado con la participación de la empresa RED SOLVERS. El objetivo principal de la iniciativa LECOBOX es aplicar la innovación en la construcción de obras civiles subterráneas para redes de Media y Baja Tensión, aplicando un sistema de fabricación modular, de fácil transporte e instalación, construida con residuos de construcción y demolición, hermética, generando así eficiencias en tiempo, reducción de impactos ambientales, economía y mitigación del riesgo. Con esta iniciativa se busca el innovar en la implementación de una cámara prefabricada que reduzca la inundación del sistema subterráneo de Media y Baja Tensión, en zonas de altos niveles freáticos como Bogotá y la Sabana de Bogotá, con la finalidad de dar mejor continuidad y calidad del servicio de energía a todos los usuarios.
Nueva etapa para el proyecto Grid Mining	El modelo de negocio bajo el principio de *Urban Mining*, denominado en nuestra empresa como *Grid Mining*, que consiste en cerrar el ciclo de la economía circular a través de la transformación de excedentes eléctricos o elementos des instalados de la red en materia prima para la fabricación de nuevos componentes, llevo a cabo la primera fase de implementación en donde se desarrolló de manera independiente la actividad de segregación y clasificación por parte de un contratista externo y posteriormente se realizó el proceso de venta directa de metales valiosos y residuos de plástico para obtener una mejor valorización de los materiales, garantizando así la estabilidad de precios y abastecimiento de materia prima de nuestros proveedores. Como resultado en el año 2024 el modelo de *Grid Mining* se gestionaron 148,5 Toneladas de materiales logrando un ingreso por venta de COP 1.586 Millones de pesos.

Reparación de transformadores de distribución	Los activos para la compañía son muy importantes, así como los costos de adquisición que representan estos como nuevos. Desde 2008, se implementó el servicio de reparación de trafos, el cual traduce actividades baremadas como servicio en activos (transformadores de distribución y potencia) reparados, que permite la no chatarrización de determinados equipos y que sean reintegrados a la red a un costo que oscila alrededor del 60% del costo de un activo nuevo, de esta manera, la compañía reutiliza sus activos dados de baja en la red y son puestos funcionales nuevamente donde se requiera, con un ahorro del 40% aproximadamente. Desde el año 2021 a 2024, se han reparado un total de 1023 equipos con ahorros promedio de 44.6% conforme al costo de un equipo nuevo
Transformadores con aceite vegetal	Por otra parte, durante el transcurso del año 2024 se continuó con la adquisición de transformadores fabricados con aceite vegetal, logrando avanzar en la incorporación de tecnologías limpias en la red de distribución, acumulando a la fecha 6857 equipos adquiridos.

Cuidado de Fauna y Flora

Enel Biodiversa: Preservando la Vida Silvestre es nuestra estrategia para proteger la fauna que convive con nuestra infraestructura eléctrica. En Enel Colombia capacitamos a nuestro personal en el manejo responsable de la fauna silvestre y, en el año 2024, incorporamos mecanismos innovadores en proyectos de Alta Tensión, como cubiertas biológicas y desviadores de vuelo, para prevenir electrocuciones y colisiones. Estas acciones no solo protegen la biodiversidad, sino que también mejoran la calidad del servicio al reducir fallas, impulsando así el progreso de Cundinamarca.

Sensibilización sobre el manejo y protección de fauna silvestre: En el año 2024, continuamos trabajando en la implementación de nuestro protocolo para manejo de fauna silvestre, fortaleciendo nuestro compromiso con la sostenibilidad y la conservación de la biodiversidad. Este enfoque no solo nos ha permitido identificar y documentar las diversas especies en nuestra área de influencia, sino que también ha establecido una sólida red de apoyo para el rescate (ahuyentamiento o reubicación de la fauna) en colaboración con las autoridades ambiental y la Fundación Santacruz, con quien Enel Colombia mantiene un Convenio. Es así como a lo largo del año se gestionaron 25 especímenes de fauna silvestre y un total de 130 avistamientos. Este compromiso refleja nuestra continua dedicación a la sostenibilidad y conservación de la biodiversidad, integrando prácticas responsables para preservar el equilibrio ecológico en nuestro entorno.

En 2024, en convenio con la Fundación Zoológico Santacruz, realizamos cuatro formaciones con más de 151 participantes, enfocadas en el manejo de riesgos biológicos relacionados con ofidios, arácnidos y abejas, combinando teoría (30%) y actividades lúdicas (70%). Además, fortalecimos nuestras capacidades técnicas para el manejo y rescate de fauna silvestre en la provincia de Soacha y Tequendama, protegiendo especies en contacto con las redes de distribución eléctrica.

Alianzas Estratégicas para la Protección de Fauna y Desarrollo Sostenible en 2024: Continuamos nuestro compromiso con la protección de la fauna y el impulso del desarrollo sostenible mediante la continuación del **Convenio con el Zoológico de Santa Cruz:** cuyo objetivo es: protegerla fauna silvestre de la región y el fortalecimiento de las capacidades técnicas de la Compañía en el manejo y rescate de animales que entren en contacto con nuestras redes de distribución eléctrica.



Monitoreo, mantenimiento y seguimiento de epifitas: Durante el 2024 se llevó a cabo el tercer monitoreo y mantenimiento de especies epífitas en el área de Nueva Esperanza. Estas actividades cumplen con los lineamientos establecidos por el Ministerio, que protege especies de gran valor ecosistémico, como las familias *Orchidaceae* y *Bromeliaceae*. Estas acciones buscan garantizar el manejo adecuado de los recursos presentes, preservar las especies con funciones ecosistémicas críticas y fomentar su conservación y reproducción. Este esfuerzo refuerza nuestro compromiso con la sostenibilidad ambiental y la protección de la biodiversidad en ecosistemas estratégicos.

Se hizo monitoreo de 83 especies que han sido reubicadas desde el año 2022, de los cuales 27 estaban ubicados en 6 forófitos con una tasa de mortalidad de 44.4% y 56 en piso, con una tasa de supervivencia de 98.2%. Adicional a esto, se realizó el mantenimiento con el fin de seguir favorecer las condiciones de adaptabilidad al nuevo entorno.

Jornada monitoreo y mantenimiento de epifitas





Implementación metodología TNFD LEAP: El *Task-force on Nature-related Financial Disclosures* (TNFD) es una iniciativa global que busca apoyar al sector empresarial en la identificación, evaluación y divulgación de riesgos y oportunidades relacionados con la naturaleza, promoviendo una gestión sostenible y transparente. En este contexto, la metodología LEAP (Localizar, Evaluar, Valorar y Preparar) proporciona un enfoque estructurado para analizar las interacciones de la empresa con los ecosistemas, identificando dependencias críticas, impactos significativos y oportunidades de mejora.

Durante 2024, se implementó la metodología LEAP en dos (2) áreas de estudio (hotspots) ubicadas en los municipios de Albán y San Antonio de Tequendama (Cundinamarca). En ambos casos, los análisis determinaron un nivel de riesgo bajo asociado a la infraestructura eléctrica existente, por lo que no fue necesario implementar medidas específicas. Sin embargo, en escenarios donde los resultados indiquen un riesgo medio o alto, se deberá considerar la implementación de medidas como la instalación de cubiertas biológicas, puentes para el paso de fauna y el reemplazo de trenzados de red desnuda por aislada.

Estos resultados reflejan el compromiso de la empresa con la sostenibilidad y la integración de la naturaleza en su estrategia operativa.

Sembrar nos une: En nuestra apuesta por la sostenibilidad, hemos sembrado y preservado más de 227.000 árboles en nuestra área de influencia, contribuyendo a la conservación del hábitat y la regeneración del ecosistema. En 2024, incorporamos 1.800 árboles como compensación voluntaria en nuestro Bosque Renace y 4.675 más como compensación obligatoria por actividades de mantenimiento, reafirmando nuestro compromiso con la neutralidad de carbono y un modelo de negocio respetuoso con el medio ambiente.





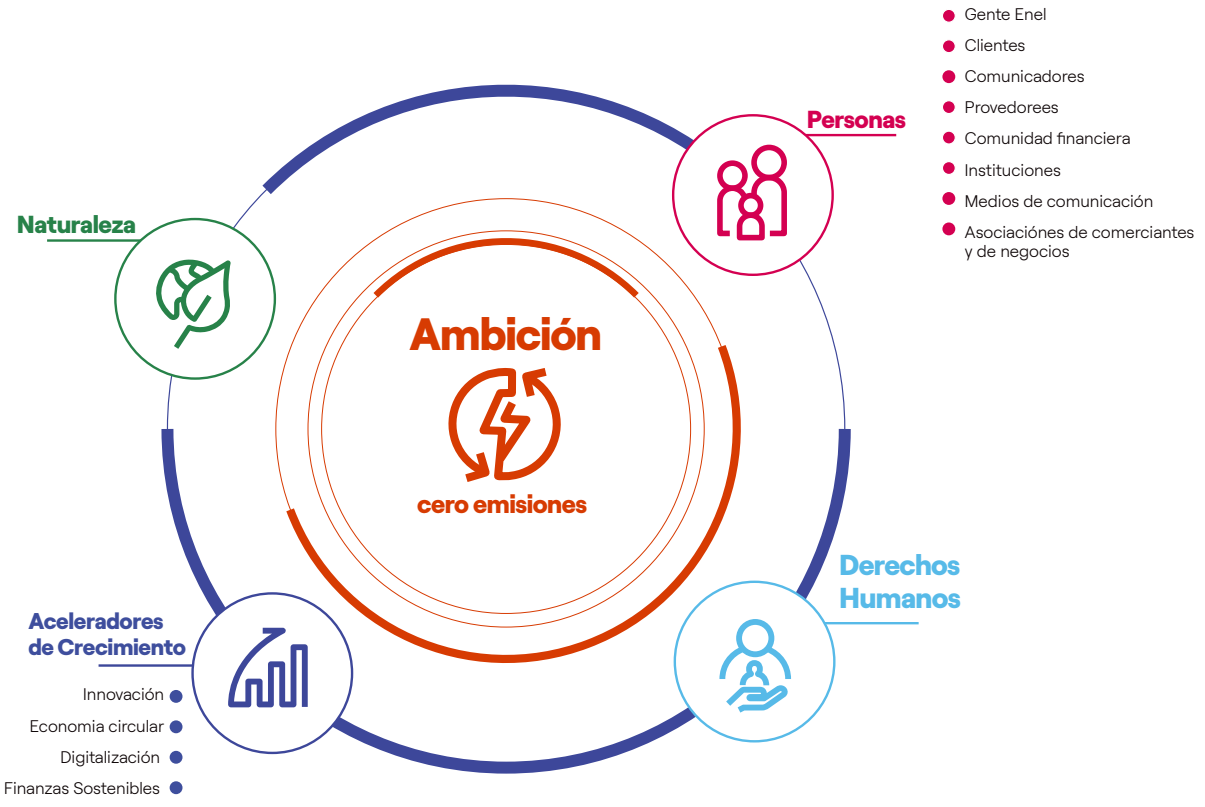
GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD

El **Plan de Sostenibilidad** del Grupo Enel contribuye a la consecución de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas y se desglosa en objetivos específicos a corto, medio y largo plazo para que el compromiso del Grupo sea transparente y verificable. Estos objetivos se actualizan anualmente según un proceso de alineación con las directrices estratégicas, los logros y las mejores prácticas, con el fin de integrar cada vez más la sostenibilidad en toda la cadena de valor.

De acuerdo con lo anterior, actualizamos el Plan de Sostenibilidad 2024-2026; en el cual en el centro de nuestra estrategia de sostenibilidad está nuestra ambición de lograr cero emisiones para 2040. El Grupo impulsa la transición energética mediante la **descarbonización** de la generación de electricidad, la **digitalización** de las redes de distribución y la **electrificación** de los usos.

Por su parte, la **innovación**, la **digitalización** y la **economía circular** aceleran la consecución de la estrategia sostenible de Enel, abarcando y potenciando transversalmente todos los temas estratégicos.

Además, una senda de crecimiento sostenible que se desarrolla respetando **la naturaleza** y **los derechos humanos**, con una sólida estructura de **gobernanza** que la respalda, capaz de garantizar a los *stakeholders* la aplicación de los principios de transparencia, equidad e integridad.



Creación de Valor Compartido (CVC)

La política de Creación de Valor Compartido (CVC) No. 211[1] del Grupo Enel y la RACI[2] de *Innovability*, integran la sostenibilidad en los negocios, con un enfoque inclusivo y sin dejar a nadie atrás, creando valor a largo plazo para todos los grupos de interés, con el fin de minimizar los riesgos, impactos ambientales y sociales relacionados con los activos de la Compañía.

De acuerdo con lo anterior, en el año 2024, Enel Colombia reafirmó su compromiso con la creación de valor compartido, desarrollando proyectos que generen beneficios tangibles y sostenibles para las comunidades locales. En línea con su propósito de contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), se priorizaron inversiones estratégicas que no solo promueven el desarrollo sostenible y el fortalecimiento comunitario, sino que también abordan retos globales como la reducción de desigualdades, la lucha contra el cambio climático y el acceso a recursos básicos como la educación.

Invertir en acciones que contribuyen a los ODS es esencial para construir un futuro más equitativo y resiliente, ya que permite generar soluciones integrales que benefician tanto a las comunidades como al entorno en el que operamos. Estas iniciativas no solo potencian el bienestar y la calidad de vida de las poblaciones más vulnerables, sino que también fortalecen alianzas entre sectores, promueven la innovación social y aseguran un impacto positivo y duradero que trasciende generaciones. De esta manera, la compañía, a través de sus líneas de negocio, se constituye como un agente de cambio comprometido con el progreso en las áreas de influencia directa.

Continuamos aunando esfuerzos para desarrollar proyectos sociales en nuestras zonas de influencia con el propósito de promover el sentimiento de responsabilidad y proactividad. Llevamos a cabo nuestras actividades de manera responsable, teniendo en cuenta las necesidades de las comunidades y de las autoridades, así como las de nuestra empresa, para garantizar su sostenibilidad y un aporte real al desarrollo económico y la transformación de los territorios.

1. Se constituye como la normativa de Responsabilidad Social Empresarial de la Compañía
2. Matriz de responsabilidades RACI: Responsible (Comprometido)–Accountable (Responsable)–Consulted (Consultado)–Informed (Informado)



Colombia

ODS 3: Salud y Bienestar

Convenio de Rehabilitación Plan Padrino

Alianza entre Enel Colombia y la Fundación Betty Palomino para apoyar el proceso de rehabilitación de personas de escasos recursos económicos y afectadas por quemaduras eléctricas en zonas de influencia de la compañía. Se han beneficiado dos pacientes, que desarrollando actividades cotidianas tuvieron contacto con la red eléctrica ocasionándoles la pérdida de uno de sus miembros superiores. El proceso de rehabilitación ha incluido entrega de prendas compresivas, terapias psicológicas, físicas e incluso la entrega de prótesis.





ODS 4: Educación de Calidad

Buena Energía para tu Escuela

El objetivo del programa es aportar al mejoramiento de la calidad de la educación reduciendo el riesgo eléctrico en la infraestructura de instituciones educativas públicas, así como aportando al mejoramiento general de su infraestructura. En 2024, con un presupuesto superior a los 1.100.000 millones COP se realizaron las siguientes intervenciones:

Municipio	Institución Educativa (en adelante IE)	Municipio	Institución Educativa
Beltrán	Escuela Rural La Popa	**Pacho**	IE Pio XII Sede Balconcitos
Beltrán	Escuela Rural San Francisco	**San Bernardo**	IE Departamental Primaria de San Bernardo
Campoalegre	Colegio Técnico Agrícola De La Vega De Oriente	**Caparrapí**	Escuela El Oso
Bogotá	Liceo Antonia Santos	**El agrado**	IE El Carmen sede Pedernal
La Calera	IE Rural Departamental Colegio El Salitre	**Yaguará**	IE Ana Elisa Cuenca Lara sede Bajo Mirador
Une	IE Pedro Eliseo Cruz	**El Agrado**	IE Rojas Garrido, IE El Rosario, IE El Carmen e IE La María
Villeta	IE Departamental Bagazal	**Gachalá**	IE Departamental Baldomero Sanín Cano sede escuela rural La Diana.
San Antonio del Tequendama	IE Rural Departamental San Antonio del Tequendama – Sede Rural vereda Chicaque	**Gachalá**	IE rural Departamental Murca sede Tunja.
Ubalá	IE Departamental Mambita sede algodones	**Ubalá**	IE de promoción social en su sede principal.
Ubalá	IE Departamental de Ubalá sede San Jose	**Gama**	IE Martín romero en la sede Potreritos
Gachalá	IE rural Departamental Murca sede principal.	**Cota**	IE Departamental Instituto Parcelas
Cartagena	IE San Francisco de Asis		



Obras por Impuestos

En el año 2024, bajo este mecanismo, la Agencia de Renovación del Territorio adjudicó a Enel Colombia la ejecución de varios proyectos relacionados con Educación y Energía en Cundinamarca y Huila. Los proyectos adjudicados son:

Proyectos en educación:

El proyecto "***Dotación de elementos deportivos en los municipios de Isnos, Baraya, Colombia, Hobo, Algeciras y Acevedo"*** se fortalezca el sistema educativo del Huila, particularmente 35 instituciones educativas, a través del desarrollo de competencias de la población en edad escolar con elementos deportivos culturales y procesos de capacitación para docentes.

Adicionalmente, con el proyecto ***"Dotación de equipo tecnológico para las instituciones educativas del municipio de Silvania, Cundinamarca"*** la compañía busca mejorar la calidad educativa del municipio de Silvania con la dotación de hasta 600 equipos tecnológicos para las instituciones educativas del municipio, así como el fortalecimiento de las competencias tecnológicas para 50 docentes de las Instituciones educativas del municipio.

Proyectos en energía:

Se firmaron dos convenios tripartitos con el Ministerio de Minas y Energía y los Municipios de Medina y Paratebueno que tienen como propósito llevar Energía Eléctrica mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas (SISFV) para beneficio de las comunidades rurales más apartadas, impulsando así el desarrollo y crecimiento de 197 familias.

Plan Semilla

Iniciativa que busca generar oportunidades de crecimiento y desarrollo a jóvenes pertenecientes a población vulnerable, incrementando sus habilidades de empleabilidad por medio de la formación integral para el sector eléctrico y la realización de prácticas en el mismo segmento empresarial.

Durante el 2024, 80 jóvenes de Bogotá y Medina terminaron su formación técnica en el programa de montaje y mantenimiento de redes de distribución de energía eléctrica, de las cuales 18 conformaron el primer grupo de solo mujeres. De la misma manera, continúan su formación 20 jóvenes de los municipios de Chía y La Calera en Cundinamarca.



Por otro lado, se dio continuidad a los comités de empleo de los parques solares La Loma, Guayepo I y II, Fundación, El Paso, Guayepo 3 y Atlántico Fotovoltaico a través de los cuales se difunden oportunidades laborales de los proyectos en construcción y en operación. Gracias al trabajo con los comités de empleo se han vinculado más de 5.600 personas de las áreas de influencia de los proyectos para las fases de construcción y operación.

InnovaPlay

En 2024, se llevó a cabo la iniciativa en las instituciones educativas pertenecientes a la zona de influencia de las plantas de generación en donde se llegó a más de 1.000 beneficiarios, discriminados de la siguiente manera: **Guavio: 154, Río Bogotá: 156, Guayepo I y II: 198, El Paso y Fundación: 138.**

Como resultado del proceso de formación, las instituciones educativas ganadoras reciben los materiales necesarios para implementar la idea de proyecto con la que ganaron el concurso. En la región Caribe, las Instituciones educativas ganadoras fueron, I.E Técnica Agroindustrial Octavio Mendoza Durán del municipio El Paso, Cesar, IE Departamental Agropecuaria Nuestra Señora de Las Mercedes – sede Caraballo- del municipio de Pivijay, Magdalena y la IE Técnica Agropecuaria de Puerto Giraldo del municipio de Ponedera Atlántico.

Por su parte en Cundinamarca la Institución Educativa Mariano Santa María en San Antonio del Tequendama y la IE Baldomero Sanín Cano de Gachalá fueron las ganadoras. Los estudiantes han adquirido conocimientos sobre Economía Circular, Transición Energética y comunicaciones, aplicando esta información en la creación de proyectos innovadores que promueven el cuidado ambiental y social.



Alianza entre Fundación Telefónica y Enel Colombia

En 2024, se lanzaron una serie de cursos virtuales, fruto de la colaboración entre Fundación Telefónica y Enel Colombia, para estudiantes del municipio de Gigante y Yaguará, en alianza con las alcaldías locales. Estos cursos reflejan el compromiso con el progreso educativo y social de la comunidad, además, se presentó el curso "Escuela Impulso Mujer", centrado en el empoderamiento femenino y el acceso a oportunidades laborales y de emprendimiento, con un enfoque en habilidades digitales y empresariales. La iniciativa busco reducir la brecha de género en educación y empleo, promoviendo la equidad y el desarrollo sostenible. Los cursos beneficiaron114 Estudiantes y 60 mujeres de los municipios de Gigante y Yaguará



Semilleros de Energía

En 2024, 4 estudiantes de los municipios de, Gachalá, Gama, Soacha, y Sibaté, recibieron su título profesional de la Universidad Minuto de Dios, en las carreras de: ingeniería de sistema, contaduría pública, comunicación social, y psicología.

Tejiendo Sueños con Energía

Este programa de innovación social articula 4 diferentes enfoques: economía circular, fortalecimiento de la educación, construcción de paz y apoyo a emprendimientos sostenibles.

Para lograrlo, los trabajadores de Enel donan las prendas de sus uniformes en desuso, las cuales son procesadas en talleres de confección integrados por firmantes del proceso de paz, quienes desarman las prendas y las convierten en tela reciclada que se usa como materia prima para la elaboración de maletas tipo morral escolar. Con estas maletas se arman Kits Escolares, incorporando útiles escolares y tarjetas con mensajes de inclusión, elaboradas por personas en condición de discapacidad intelectual. Estos Kits escolares se donan a niños y niñas (de población migrante y población receptora) que asisten a escuelas en zonas vulnerables donde opera Enel en Colombia y Centro América.

En el año 2024 se lograron 2.600 beneficiarios de este programa en diferentes territorios de Colombia (2.000), Panamá (500) y Guatemala (100), los cuales se suman a los más de 7.530 beneficiarios logrados en los últimos 4 años.

Donación de computadores

En el año 2024 se realizó la donación de 351 equipos de cómputo usados, en estado operativo, los cuales fueron dados de baja en el marco del programa de renovación de tecnología. Se favorecieron instituciones de 49 municipios del área de influencia de Enel en Bogotá, Cundinamarca, Huila, Magdalena, Cesar y Atlántico.

Dotación a escuelas rurales

En 2024 en la zona de influencia de la central Guavio se realizó la dotación completa de mobiliario y material lúdico de 3 escuelas (Tunjita, La Diana, El Escobal), dicha dotación se apalancó con algunos de los contratistas de Enel en la zona. Se entregó video beam, escritorios, sillas, juegos lúdicos que permiten fortalecer la labor educativa rural.



ODS No.7: Energía Asequible y No Contaminante

Iluminación Cancha de Futbol–Potrerillo

Enel Colombia, como estrategia de creación de valor compartido, en el corregimiento Potrerillo – Cesar, área de influencia del parque solar La Loma, realizó la instalación de un sistema solar fotovoltaico que consta de 40 reflectores solares de 400w, 4 reflectores convencionales de 150W y 3 reflectores solares complementarios para la cancha de futbol, el cual se suma al alumbrado existente, mejorando las condiciones de iluminación y permitiendo la práctica de deportes en horas de la noche, con esta iniciativa se benefician más 2.500 personas que habitan el corregimiento de Potrerillo.

Energía para todos

En el marco de la operación del parque El Paso, Enel Colombia, Dynamo Projects y Socya, suscribieron un convenio a través del cual entregaron el sistema fotovoltaico y sus instalaciones eléctricas que permitirán que seis familias de la comunidad San Ángel tengan acceso a energía eléctrica en sus hogares por primera vez. El proyecto, que priorizó a los beneficiarios por su nivel de vulnerabilidad, dotó de electrodomésticos e iniciativas agrovoltaicas, como huertas y siembras de alimentos, para así mejorar las condiciones de vida de las familias rurales.

Las estructuras de paneles solares están instaladas en el exterior de las viviendas y el área que utilizan también se está aprovechando para la siembra de alimentos y plantas, con el fin de apoyar la seguridad alimentaria. El proyecto tiene un enfoque de economía circular, puesto que emplea paneles solares y otras estructuras remanentes de las plantas solares de Enel, que se transformaron para continuar promoviendo la eficiencia energética y creación de valor para las comunidades. Bajo este propósito, también se sumó Haceb Colombia con la donación de seis neveras recuperadas de su centro de economía circular y Batx quien proporcionó el sistema de almacenamiento con baterías para garantizar el fluido de energía en sus hogares. La comunidad de San Ángel colaboró con la iniciativa a través de actividades como la mano de obra, operación y mantenimiento de los equipos instalados.







Mucho más que energía

Dentro de los programas de electrificación rural de la compañía como Cundinamarca al 100% y convenios con diferentes instituciones como la Gobernación de Cundinamarca, se realiza la construcción de redes eléctricas en zonas rurales, los cuales tienen alcance hasta el punto de conexión del usuario, quien debe asumir los costos de las conexiones eléctricas y el medidor, pero en algunos casos las condiciones socioeconómicas y de vulnerabilidad de las familias no les permite asumir dichos costos y continúan sin servicio teniendo la infraestructura eléctrica dispuesta para suministrar energía, aumentando riesgos de conexiones ilegales, accidentes a terceros, entre otros.

Con base a lo anterior, durante el 2024 Enel Colombia continúa apoyando a las familias más vulnerables, con el cubrimiento de los costos de conexión como lo son medida, acometida e instalaciones internas, esto con el propósito de evitar desistimientos, conexiones ilegales, perdidas de energía, así mismo, la accidentalidad y por supuesto fomentar el desarrollo económico y social de nuestra área de influencia y sus pobladores.

Para el 2024 beneficiamos a 164 familias con el desarrollo de este programa en municipios como Medina, Chocontá, Quipile, Caparrapí, Tocaima, El Colegio, La Vega, entre otros.





Mi primer electrodoméstico:

En el marco de las iniciativas dirigidas a los procesos de electrificación rural, durante el 2024 impulsamos la entrega de un primer electrodoméstico a las familias más vulnerables beneficiarias del proceso de electrificación.. Se beneficiaron11 familias con la entrega de licuadoras que les permite procesar sus alimentos de maneras diferentes, a las cuales estaban haciendo uso por la falta del servicio. En 2025 esperamos beneficiar a 40 familias más.





Comunidades Energéticas

Enel Colombia reafirmó su compromiso con la transición energética del país con la puesta en marcha del primer proyecto de comunidad energética en el departamento de Cundinamarca, vereda Buenavista Alto Redondo, ubicada en el municipio de Paratebueno. Este innovador modelo beneficiará a 21 familias y una institución educativa mediante un sistema de generación autónoma de energía renovable, alineándose con las metas nacionales de sostenibilidad y acceso inclusivo a energías limpias.

El proyecto Paratebueno refleja la evolución en la relación de las comunidades con la energía, marcando un hito en su transformación hacia modelos más sostenibles. Este avance ha llevado a los habitantes de la vereda Buenavista Alto Redondo a pasar de tener acceso inicial a la energía, a integrarse a la red eléctrica convencional y ahora a consolidarse como una comunidad energética. Con la instalación de 72 paneles solares de 75 kWp de capacidad y un sistema de almacenamiento, cerca de 80 personas cuentan hoy con un suministro más confiable, económico y sostenible.

La comunidad energética permitirá a los beneficiarios reducir sus costos de energía hasta en un 50%, mientras que los excedentes generados podrán ser aprovechados dentro del sistema eléctrico nacional, con lo cual se potencia la sostenibilidad económica del proyecto. Además, 16 integrantes de la comunidad fueron formados en un curso complementario por el SENA sobre la implementación de sistemas solares fotovoltaicos, con el fin de iniciar su preparación para la operación del sistema de manera autónoma en el futuro.





Energía Segura para Todos

En el marco del proceso de normalización generamos entornos seguros, mitigamos riesgos eléctricos, mejoramos la calidad del servicio y aportamos a las comunidades con el desarrollo de tres (3) Buenas Energías para Tu Escuela en el municipio de Soacha.

Esta iniciativa se lleva a cabo en las siguientes instituciones: Centro de Desarrollo Infantil -CDI Casa Loma, Institución Educativa Eduardo Satos sede Altos de la Florida y Jardín Afro el Refugio beneficiando a más de 700 personas de la comunidad.





ODS No.8: Trabajo Decente y Crecimiento económico

Parques biosaludables

Enel Colombia, realizó la construcción de un parque biosaludable en el barrio Cordobita del municipio de Fundación, en el departamento de Magdalena. El parque representa un espacio para que la comunidad pueda disfrutar de un espacio agradable y de recreación durante el día y la noche, ya que éste no contaba con infraestructura ni iluminación. El parque beneficia a cerca de 100 familias del barrio.

Así mismo, en la zona de influencia del parque solar Guayepo I y II se construyó un parque recreo deportivo en el corregimiento de Santa Rita del municipio de Ponedera en el departamento del Atlántico. El proyecto se llevó a cabo gracias a las inversiones del plan de creación de valor compartido de la fase de construcción del parque solar Guayepo I y II y que beneficia a más de 700 familias que viven en el corregimiento.

Proyecto de Valor Compartido de Infraestructura Productiva

En el municipio de El Colegio, Cundinamarca, hemos beneficiado a 249 familias emprendedoras a través del proyecto de Valor Compartido de Infraestructura Productiva. El proyecto ha proporcionado materiales esenciales como alambre de púa, tejas, malla y plástico para mejorar actividades productivas. Además, los beneficiarios recibieron asesoría técnica individual y participaron en capacitaciones enfocadas en producción de gallinas de engorde, producción de huevos, elaboración de biopreparados y cultivo de frutales para optimizar sus procesos productivos. El proyecto se ejecutó en las Veredas Paraíso, Antioquia, Antioqueñita, Marsella, Trujillo, Trujillo Puerto Alegre y Santa Cecilia.

Fortalecimiento y Equipamiento a las Asociaciones Productoras de plátano ubicadas en El Sector Rural del Municipio de Gigante

En 2024, se suscribió un convenio con la Alcaldía de Gigante con el objetivo de beneficiar a 50 agricultores de la Asociación de Cultivadores de Plátano del Municipio. A través de éste se proporcionará equipamiento, herramientas, insumos, asistencia técnica y capacitación. Con esta acción, se busca impactar positivamente a la comunidad, ya que la actividad agrícola no solo genera recursos alimentarios y económicos, sino que también mejora las condiciones de vida de los productores.

Inventarios de avifauna inmersos en sistemas agroforestales de cacao en los municipios de Garzón, Agrado y Tesalia.

En 2024, Enel Colombia, en colaboración con la Fundación Socya y Casa Luker, lanzó el proyecto de inventario de avifauna en sistemas agroforestales de cacao en los municipios de Garzón, Agrado y Tesalia, Huila. El proyecto se desarrollará en 26 predios de familias cacaoteras, con el objetivo de identificar las especies de aves más relevantes para los ecosistemas locales y promover la conservación ambiental. Estas aves cumplen funciones cruciales como la dispersión de semillas, control de plagas y polinización, lo que beneficia tanto a la biodiversidad como a la producción de cacao. Además, el proyecto incluye acompañamiento técnico, capacitaciones y materiales informativos para las familias productoras, contribuyendo a prácticas agrícolas más sostenibles y saludables.

Guardianes del bosque seco tropical Fase II–Municipios Campoalegre, Tesalia y Yaguará, departamento del Huila

En el 2024, Enel Colombia, Fundación Socya, Luker Chocolate, Portafolio Verde y Fedecacao, suscribieron el convenio "Guardianes del bosque seco tropical Fase II", con el objetivo de aunar esfuerzos para promover la conservación y restauración del Bosque seco Tropical en áreas dedicadas a la producción sostenible de cacao.

El proyecto beneficia a 50 productores de cacao, con el fin de fomentar comunidades conscientes de la importancia de cuidar y preservar su entorno natural, mediante la formación y el fortalecimiento de capacidades técnicas en los miembros.

Construcción planta biopreparados, productores de aguacate

En 2024, Enel Colombia ejecutó un convenio con Asohofrucol y las asociaciones productoras de aguacate ASAPGA y ASOPROCMAGRO, ubicadas en El Agrado y Gigante, beneficiando a 50 productores. El proyecto consistió en la instalación de dos plantas para la elaboración de bioinsumos agrícolas, promoviendo el uso de tecnologías limpias y sostenibles, como la producción de biopreparados. Las plantas fabricarán biofertilizantes, hidrolatos, caldos minerales y purines, que contribuirán a la nutrición vegetal y al control de plagas, reduciendo los costos de producción y garantizando la sostenibilidad.



Mejoramiento de salones comunitarios en el Municipio El Colegio





Mejoramos dos salones comunitarios en las veredas de Marsella y Antioquia. Las obras incluyeron la construcción de baterías sanitarias, renovación de techos, ampliación del salón y mejoramiento de pisos, acabados e iluminación. Además, contratamos mano de obra local.

Ebanisteria

Como parte de la estrategia de reutilización de la madera proveniente de los carretes en los que llegan los cables eléctricos y otros residuos de madera aprovechables que surgieron del proceso constructivo del parque solar Guayepo I y II se llevó a cabo un proceso de formación en alianza con el SENA de un grupo de 60 personas pertenecientes a la zona de influencia del parque solar. La formación tuvo una duración de 40 horas prácticas y 40 horas teóricas en las que lograron reutilizar madera y material de empaquetamiento para elaborar productos y elementos de uso doméstico y decorativo. Además, por parte de Enel y sus contratistas, se dotaron 3 talleres de ebanistería en los corregimientos de Martillo, La Retirada y Santa Rita.

Una vez finalizado el proceso de elaboración de productos, estos se comercializaron en una feria de emprendimiento interna en el parque solar Guayepo I y II, los recursos recaudados se convirtieron en capital semilla del grupo de ebanistería para continuar su proyecto.

Mejoramiento de vías Municipio El Colegio y Municipio Ubalá

En 2024 firmamos un convenio con el Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca–ICCU y la Alcaldía Municipal de El Colegio para mejorar 2.4 kilómetros de las vías del área de influencia de nuestras centrales de generación en el municipio de El Colegio que beneficiarán la movilidad en cinco veredas.

En Ubalá se materializaron más de 80 apoyos voluntarios con maquinaria de la Compañía para mejoramiento vial en la zona B del municipio de Ubalá, para lo cual la Empresa suministra equipos, transporte, combustible y operadores para dichas labores. Adicionalmente, se ejecutó el convenio junto con el Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca – ICCU- de los estudios y diseños de la vía.



Construcción de placa huellas Central Guavio y San Antonio del Tequendama

Estos proyectos permitieron la mejora de las vías terciarias para las comunidades vecinas de la operación de la Central Guavio:

Lugar	Modalidad	Contrapartida	Metros construidos (m)
Vereda Boca de Monte – Mámbita	Convenio Junta de Acción Comunal Boca de Monte	56 jornales de trabajo	87
Vereda El Escobal de Gachalá	Convenio Junta de Acción Comunal Escobal	Mano de obra	86
Vereda Guarumal de Gachalá	Convenio Junta de Acción Comunal Guarumal	Mano de obra	90
Vereda Cueva Oscura de Ubalá	Convenio Junta de Acción Comunal Cueva Oscura	Mano de obra	60
Vereda Cusio – San Antonio del Tequendama	Convenio con Alcaldía	40.000.000 COP en especie	250



Mejoramientos de infraestructura:

Los siguientes proyectos contribuyeron a la mejor de infraestructura en zonas de operación de la Compañía.

Proyecto	Modalidad	Objeto	Beneficiarios	Notas
Mejoramiento caseta comunitaria Campo Alegre -Mámbita	Convenio entre Enel Colombia y la JAC Campo Alegre	Mejorar la totalidad del piso de la caseta comunitaria	1.500	Mejoramiento e instalación de 368m2 de piso de la caseta comunitaria.
Mejoramiento salón comunal Palomas	Convenio entre Enel Colombia y Socya	Mejorar el salón comunitario de palomas incluyendo cubierta y obras misceláneas	395	Se beneficia toda la comunidad
Mejoramiento salón comunal Soya – zona b Ubalá	Convenio entre Enel Colombia y la JAC de la vereda Soya	Completar la cubierta y baterías sanitarias del salón comunitario	120	Se construyeron 200m2 de cubierta y las baterías sanitarias.
Adecuaciones locativas de espacios comunitarios de la Junta de Acción Comunal del barrio El Recuerdo de Santa Fé.	Proyecto de valor compartido–PVC, en el marco de la construcción de la Subestación Eléctrica Porvenir	Adecuar dos espacios de la Junta de Acción Comunal del barrio Recuerdo de Santafé, Localidad de Bosa, área de influencia del proyecto S/E Porvenir.	200 personas	Los espacios serán utilizados para la formación de la comunidad, especialmente niños y niñas en temas culturales y ambientales.
Construcción de un salón de uso mixto en la escuela de la Vereda San Angel, municipio El Paso–Cesar	PVC, en el marco de la construcción del parque solar El Paso Extensión.	Construir un salón de uso comunitario y académico para la vereda San Angel	15 familias	El espacio construido es para uso comunitario y académico ya que se levantó en el perímetro de la IE
Mejoramiento del salón comunal en la escuela de la Vereda La Estación, municipio El Paso–Cesar	PVC, en el marco de la construcción del parque solar El Paso Extensión.	Mejorar y reforzar estructura del salón del uso comunitario	23 familias	El espacio mejorado permite el desarrollo de actividades comunitarias en un espacio más cómodo y agradable.
Mejoras locativas del puesto de Salud del corregimiento de Cuatrovientos- El Paso – Cesar, zona de influencia del parque solar El Paso Extensión.	PVC , en el marco de la construcción del parque solar El Paso Extensión.	Suministrar dotación. Instalar y Adecuar el puesto de salud	2.000 personas	El proyecto buscó mejorar las condiciones de operación del puesto de salud del corregimiento de Cuatrovientos y que las brigadas médicas puedan tener mayor presencia en la zona.
Mejoras locativas en la Institución educativa Martillo, de municipio de Ponedera, Atlántico.	Proyecto de PVC, en el marco de la construcción del parque solar Guayepo I y II	Mejorar Locativamente la IE de Martillo	1.000 estudiantes y docentes	Se intervino sistema eléctrico, reforzamiento estructural y mejoramiento de 3 aulas y zona de restaurante.
Construcción de un salón de uso mixto en la Institución Educativa de la vereda Salaminita en Pivijay – Magdalena.	PVC, en el marco de la construcción del parque solar Fundación.	Construir un salón de uso comunitario y académico con sistema de potabilización de agua lluvia y sistema eléctrico.	80 personas	Gracias al proyecto la IE cuenta con agua potable y a su vez se está aportando de manera significativa al proceso de retorno al territorio de las personas víctimas del conflicto a través de la infraestructura comunitaria.

Proyecto	Modalidad	Objeto	Beneficiarios	Notas
Construcción de una batería sanitaria en la IE de la vereda San Gil en Pivijay – Magdalena.	PVC, en el marco de la construcción del parque solar Fundación.	Construir la batería sanitaria y reemplazar la cubierta de la IE.	15 estudiantes	Se mejoraron las condiciones físicas de la IE ya que no se contaba con instalaciones sanitarias y la cubierta estaba rota.
Construcción de un box culvert en la vía que conduce al corregimiento Caraballo en Pivijay – Magdalena.	PVC, en el marco de la construcción del parque solar Fundación.	Construcción de una obra de drenaje que habilita el uso de la vía en época de lluvia.	300 personas	Con esta obra, la comunidad puede realizar desplazamientos desde y hacia Caraballo, ya que el box culvert habilita el paso a pesar de las lluvias.
Cancha múltiple deportiva Corregimiento La Avianca en el municipio de Pivijay, Magdalena.	PVC, en el marco de la construcción del parque solar Fundación.	Construir cancha de uso múltiple en las instalaciones de la IE del corregimiento La Avianca.	750 personas	El proyecto busca dotar a la comunidad de un espacio para el esparcimiento y práctica del deporte en cualquier hora del día, ya que cuenta con cubierta.
Mejoramiento Caseta comunal Vereda de Majo – Municipio de Garzón	Convenio entre Enel Colombia y la Junta de acción comunal de la vereda MAJO	Finalizar las obras pendientes para la construcción de la caseta comunal de la Vereda MAJO	430 familias	El proyecto busca contribuir a la finalización de obras relacionadas con: Terminación de bodega, habilitación de baños y de cocina.
Adecuación de instalaciones eléctricas módulo de cárnicos plaza de mercado Garzón Huila	Convenio entre Enel Colombia y el municipio de Garzón Huila	Mejorar y adecuar las instalaciones eléctricas del módulo de cárnicos de la plaza de mercado del municipio de Garzón	75 comerciantes	Se mejoraron las instalaciones físicas del área donde se realiza la comercialización de productos, generando la infraestructura necesaria para el mantenimiento de la cadena de frio
Mejoramiento y adecuación de polideportivo en el barrio Los Andes, municipio de Altamira	Convenio entre Enel Colombia y el municipio de Altamira Huila	Mejorar la infraestructura deportiva del Barrio Los Andes	1.231 habitantes	El proyecto contemplño la instalación de una cubierta autoportante junto con instalaciones eléctricas ubicadas en el polideportivo



Fase III–Sistemas de producción sostenibles

Esta tercera fase, del proyecto inicial, busca fortalecer y mejorar las condiciones de vida y seguridad alimentaria de las familias locales y vecinas del área de operación de la Central Guavio, con iniciativas agropecuarias que apuntan a la sostenibilidad ambiental y financiera de las familias, este proyecto incluye: huertas caseras, composteras, cosechas de agua y biodigestores.

El convenio que se liquidó en 2024 permitió llegar a 60 familias de los municipios de Ubalá, Gachalá y Gama, que se beneficiaron con alguna de las cuatro iniciativas que se contemplan:

1. **Biodigestor:** permite contar con productos 100% orgánicos y beneficia a 84 personas de 21 familias.
2. **Huertas caseras:** el proyecto vinculó 92 personas de las 23 familias beneficiarias.
3. **Composteras:** iniciativa que permite construir una infraestructura para que 40 personas de las 10 familias beneficiarias tengan un ingreso mayor y sostenible.
4. **Cosechas de agua:** contribuye a las labores del hogar y al cuidado de los animales de las 24 personas beneficiadas de 6 familias.

El Efecto Cacao

En 2024, culminó la ejecución del convenio de ampliación de la cobertura de El Efecto Cacao en los municipios de Campoalegre, Hobo y Gigante, suscrito entre Enel Colombia y la Fundación Luker. La iniciativa benefició a 30 productores de cacao, quienes recibieron apoyo a través de la poda de sus cultivos, entrega de herramientas e insumos para el mantenimiento de los mismos y acompañamiento técnico para fortalecer sus capacidades en el manejo del cultivo. Las acciones contribuyeron a mejorar las condiciones de los cultivos, incrementar la producción y así mejorar la calidad de vida de las familias beneficiarias.

Fortalecimiento de las capacidades empresariales – El Agrado

En 2024, Enel Colombia y la Alcaldía de El Agrado concluyeron la implementación del convenio destinado a fortalecer la producción frutícola en el municipio. La iniciativa consistió en la siembra de 27 hectáreas de cítricos asociados con plátano, beneficiando a 55 productores. Como parte del proyecto, se entregaron plántulas de limón, fertilizantes, herramientas y se brindó acompañamiento técnico, con el objetivo de garantizar la sostenibilidad de las unidades productivas y mejorar la producción frutícola de la región.



Siembra y sostenimiento de 38 hectáreas de café, asociado con plátano – El Agrado

En 2024, finalizó la ejecución del convenio suscrito con la Administración Municipal de El Agrado para fortalecer el sector cafetero de la región, beneficiando a 38 caficultores locales. El proyecto incluyó la dotación de plántulas de café, fertilizantes, herramientas y acompañamiento técnico, con el fin de mejorar las condiciones de producción y garantizar la sostenibilidad de sus cultivos. Además, los caficultores recibirán apoyo técnico y social.

Mejoramiento genético bovino

En 2024, se completó con éxito el convenio de mejoramiento genético bovino en Paicol, Huila, que implementó una estrategia de inseminación mediante embriones F1 con semen sexado y fertilización in vitro. El proyecto benefició a 94 ganaderos de la región, quienes recibieron vacas receptoras para renovar y mejorar la calidad de su hato ganadero. Además, se brindó acompañamiento técnico y transferencia de tecnología para la sostenibilidad del proyecto.

Construcción de una planta generadora de acondicionador de suelo

Enel Colombia y la Alcaldía Municipal de Gigante, avanzaron en la ejecución del convenio "Construcción de una planta generadora de acondicionador de Suelo para el municipio de Gigante", que permitirá el desarrollo del sector agropecuario y facilitará la implementación de procesos de economía circular, incentivando el cuidado del medio ambiente, a través de un trabajo conjunto con la comunidad en la gestión y transformación de los residuos orgánicos generados en el área urbana. De esta manera, se logrará un equilibrio económico que favorezca la generación de empleos estables y directos.

Instalación planta procesadora de mieles de caña

En 2024, se avanzó en la implementación del proyecto "Adecuación, equipamiento e instalación de planta procesadora de mieles de caña", que incluye la ampliación de 15 hectáreas para el cultivo de caña panelera. El proyecto beneficiará a 24 familias de la Asociación de Paneleros de Tesalia (ASOPATE), en el municipio de Tesalia, Huila. Su objetivo es mejorar la infraestructura productiva y fortalecer la capacidad de los paneleros locales para procesar miel de caña de forma más eficiente y sostenible.



Convenios para la Protección Ambiental y el Fortalecimiento de Pescadores Artesanales en Huila–2024

En 2024, se implementaron tres convenios clave orientados a la protección y conservación de las microcuencas asociadas al río Magdalena y a la generación de ingresos para los pescadores artesanales en los municipios de Yaguará, Hobo y Campoalegre, en el departamento de Huila. Estas iniciativas permitieron fortalecer en su gran mayoría a asociaciones de pescadores y otros grupos asociativos locales, promoviendo un empleo digno y crecimiento económico apalancado en la ejecución de actividades relacionadas con la sostenibilidad ambiental de las áreas a intervenir

Un total de 90 personas, pertenecientes a asociaciones de pescadores artesanales y otros grupos asociativos locales de los municipios de Yaguará, Hobo y Campoalegre, fueron beneficiadas con la vinculación de mano de obra local para ejecutar actividades de rehabilitación, mantenimiento, conservación y protección de áreas verdes y cuencas hídricas. Estas acciones consolidan una estrategia integral para la protección ambiental y el fortalecimiento socioeconómico de los pescadores artesanales en la región, garantizando un impacto positivo en la conservación de los recursos naturales y en la calidad de vida de las comunidades beneficiadas.



Reasentamientos – El Quimbo

Teniendo en cuenta que el número de medidas de compensación es de 150, se precisa que a corte del año 2024, 58 se encuentran con cierre de medida de manejo, 31 cuentan con cierre tanto técnico como de seguimiento del proyecto de desarrollo económico y tienen pendiente el cierre de medida; y las 61 medidas restantes, a la fecha no han dado inicio a la implementación del Plan de Producción Agropecuaria- PPA, teniendo en cuenta que Enel actualmente se encuentra construyendo el Distrito de Riego que irrigará dichos planes.

En el reasentamiento de Llanos de la virgen las familias se vincularon en el ejercicio participativo denominado “estrategia de reactivación socioeconómica”, mediante la cual se potenció la participación de las familias en actividades comunes, con el objetivo de establecer espacios de relacionamiento que estrechen los lazos comunitarios. Además, se promovieron habilidades decrecimiento individual y colectivo.Para el caso de los reasentamientos San José de Belén y Nuevo Veracruz, se desarrollaron diferentes actividades comunitarias que permiten continuar con un relacionamiento positivo con la comunidad y el fortalecimiento de los vínculos entre residentes.

Así mismo, se brindó acompañamiento a las asociaciones de usuarios de los distritos de riego Asosanjosé y Asonuevoveracruz, de los municipios de El Agrado y Gigante. En cuanto a Nuevo Veracruz, se logró un hito con la entrega del Distrito de Riego a la Asociación. Por otro lado, en San José de Belén, se dio cumplimiento y cierre a compromisos registrados en el contrato de transacción del distrito de Riego, celebrado entre la compañía y Asosanjosé.

En relación con Asopescada, se realizó una reunión con integrantes de la junta directiva para medir el Índice de Capacidad Organizacional (ICO). Además, se brindó acompañamiento en la socialización del Programa de Uso Eficiente y Ahorro del Agua–PUEAA, la normatividad vigente y el plan de acción.En cuanto a Asofundadores, se llevó a cabo una reunión con sus líderes, en la que se realizó la medición del ICO.

Reasentamiento Nueva Escalereta (Altamira)

Durante el 2024, en la preparación para la implementación del PPA y la inclusión de todos los miembros del núcleo familiar; fortaleciendo sus capacidades y habilidades en torno al bienestar, la salud, apropiación territorial, rescate de tradiciones culturales y desarrollo económico; promoviendo espacios de esparcimiento, cultura y deporte.

Se realizaron visitas, para el desarrollo de la cartilla "Proyecto de vida", a partir de la cual se potenciaron las habilidades existentes para la implementación del proyecto e identificaron áreas de mejora. En estos encuentros, cada familia definió los objetivos a alcanzar con el desarrollo del PPA, exploró sus conocimientos previos, identificó aliados y redes de apoyo, y completó la matriz DOFA (Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas). También se establecieron metas a diferentes plazos y se propusieron los resultados esperados.

En cuanto a la construcción del Distrito de riego, se completaron las obras en la línea de conducción, incluyendo el cambio de tubería y la intervención en la bocatoma. También se realizaron reuniones con la comunidad de Rancho Espinal para cerrar compromisos acordados en el año 2021, alcanzando el cierre de la totalidad de los mismos. Esto se informó a la Defensoría del Pueblo Regional Huila, la Secretaría de Planeación y Alcalde del municipio de Altamira.

Reasentamiento Nuevo Veracruz (Gigante)

En el reasentamiento Nuevo Veracruz se desarrollaron actividades comunitarias orientadas a fomentar el relacionamiento y participación de la comunidad, lo que permitió promover valores individuales y colectivos, conllevando a que las personas que conforman el reasentamiento tengan un mayor grado de pertenencia hacía el lugar en el que residen.

Respecto al Distrito de Riego de Nuevo Veracruz (Asonuevoveracruz), se aplicó el ICO. Además, se avanzó en las gestiones necesarias para la cesión de la concesión de aguas a nombre de la asociación. Además, Enel realizó reparaciones en la tubería de conducción y otras mejoras, facilitando la entrega del distrito de riego a la asociación mencionada.

Reasentamiento San José de Belén (El Agrado)

En 2024, se desarrollaron actividades comunitarias orientadas a fomentar el relacionamiento y participación de la comunidad, permitiendo promover valores individuales y colectivos, que conllevó a que las personas que conforman el reasentamiento tengan un mayor relacionamiento entre ellos y creen lazos de acompañamiento y solidaridad.

En cuanto a las intervenciones de reforzamiento estructural a las viviendas del reasentamiento de San José de Belén una vez se finalizaron las obras de reforzamiento en 13 de las 14 viviendas objeto de intervención, se inició la atención de solicitudes de garantía; esto teniendo en cuenta que posterior a la entrega de la última vivienda el 13 de octubre de 2023, cuentan con una póliza de garantía de tres años. Finalmente, con relación al Distrito de Riego Asosanjosé, la compañía ejecutó diferentes acciones enfocadas a dar cumplimiento a pendientes estipulados en el contrato de transacción de la infraestructura entregada, además, brindó acompañamiento a la Asociación, centrado en la gestión financiera del Distrito de Riego, y se orientó en el proceso de pago de facturas y la revisión de los estados financieros relacionados con los aportes de los usuarios para el pago de la tasa por uso, administración y operación del distrito.



Convocatorias de empleo

Se llevaron a cabo más de 50 ofertas de empleo durante el año 2024 por parte de las empresas contratistas. Las oportunidades laborales estuvieron enfocadas en la contratación de mano de obra local no calificada en el área de influencia directa de la Central Betania, que abarcó los municipios de Yaguará, Campoalegre, El Hobo y Gigante; en el área de influencia directa de la Central El Quimbo, incluyó los municipios de Paicol, Agrado y Altamira.

Para difundir las ofertas, se llevó a cabo una colaboración con la Agencia Pública de Empleo del SENA, la agencia de empleo Comfamilia Huila, así como con las distintas alcaldías y personerías locales del área de influencia**.**

Ejecución de compensaciones anuales de las comunidades del componente Parque en La Guajira

Durante el 2024, se desarrollaron 14 proyectos productivos de ganadería ovino-caprina en las comunidades indígenas wayuu del Resguardo de la Alta y Media Guajira. Con estos proyectos se buscaba mejorar la seguridad alimentaria y la economía familiar de las comunidades wayuu, a través del suministro de ganado ovino-caprino.

Mejoramiento de viviendas en el Departamento de La Guajira:

Durante el 2024, se desarrolló un proyecto relacionado con el suministro de materiales para la construcción y/o mejoramiento de 41 viviendas de la comunidad indígena wayuu Flor de la Frontera, del Resguardo de la Alta y Media Guajira. Con el proyecto se buscaba mejorar las viviendas y cumplir con las necesidades de habitabilidad a través del suministro de materiales a 41 familias de la comunidad de Flor de la Frontera.

Acceso al Agua Potable en el Departamento de La Guajira:

Durante el 2024, se desarrolló un proyecto relacionado con la construcción de un sistema de distribución de agua en la comunidad indígena wayuu Mashumana, del Resguardo de la Alta y Media Guajira. Con el proyecto se buscaba diseñar y construir un sistema de distribución de agua para 46 familias de la comunidad de Mashumana



ODS No.11 Comunidades y Ciudades Sostenibles

Proyecto Bomberos

Enel Colombia firmó cuatro (4) convenios de cooperación con los Bomberos Voluntarios de los municipios de Cáqueza, Sesquilé, Ubaque y Fómeque, los cuales tienen el objetivo de fortalecer su capacidad operativa para la atención de emergencias, formarlos para mitigar riesgos eléctricos y lograr la transferencia de conocimiento a las comunidades para evitar incendios forestales que afecten el medio ambiente o la infraestructura eléctrica.





Cosechando Energía Electroterminal Prado Usme

Este proyecto agroecológico urbano busca contribuir con la seguridad alimentaria y ambiental de la comunidad de la localidad de Usme en Bogotá, por medio de la producción orgánica de alimentos con alto valor nutricional y la reducción de gases de efecto invernadero, promoviendo así la conectividad ecológica y la generación de servicios ecosistémicos locales. Así mismo, se enfoca en la inclusión, creando sinergias entre agricultura y movilidad eléctrica con el propósito de fortalecer el tejido social y el desarrollo sostenible de la ciudad. Desde su puesta en marcha en 2022 hasta el 2024 se han cosechado un total de 2.175 individuos vegetales, beneficiando a 198 familias del área de influencia. Además, 32 personas han sido favorecidas con experiencias digitales para la distribución de conocimiento. Los jardines verticales y el huerto tienen la capacidad de capturar 72 kg de CO_2 al año, y se registran 50 polinizadoras mensualmente.

Huertas comunitarias con enfoque de género en Soacha

El proyecto desarrollado en la Casa Social de la Mujer y en la Casona Casa Cultural del municipio de Soacha, tiene un enfoque de género dirigido a empoderar a mujeres víctimas de violencia a través de la agricultura urbana. La iniciativa ha beneficiado a más de 400 personas, incluidas 20 mujeres líderes, consolidando su contribución al desarrollo comunitario, la sostenibilidad ambiental y la cohesión social.

Estas huertas, entregadas a la alcaldía municipal, además de promover la seguridad alimentaria y fortalecer el bienestar familiar mediante el cultivo de alimentos frescos y locales, se han transformado en lugares de apoyo, aprendizaje y sanación, donde las participantes construyen resiliencia, fomentan el tejido social y generan un impacto positivo en su comunidad. Además, integra prácticas de economía circular, reutilizando residuos de electroterminales de Enel para mobiliario de las huertas, y aprovechando residuos orgánicos de programas municipales como composta y en una paca biodigestora.





Proyecto agroecológico urbano – Huerta Comunitaria del barrio Marsella

El proyecto es un espacio destinado a la educación ambiental de niñas, niños, jóvenes y adultos de la localidad de Kennedy, área de influencia del proyecto Línea de Transmisión Techo–Veraguas; el cual permite que aproximadamente 100 personas se beneficien y participen de los procesos de recolección, transformación y aprovechamiento de residuos orgánicos para la elaboración de abonos. Adicionalmente, los estudiantes de la IED Marsella hacen uso del espacio durante las clases de ciencias naturales y algunos estudiantes de la Universidad Minuto de Dios realizan sus prácticas profesionales.

Como segunda fase del proceso iniciado en el 2023, en el año 2024, se realizó el diseño e instalación de adoquinado de 39 metros para el camino central de la huerta con diseño modular, la recuperación de las 12 camas de cultivo mediante lijado y pintura, la adecuación de la bodega de jardín e inclusión de mobiliario.

Huerto Comunitario Hintyba

Este espacio construido por la comunidad del barrio Zona Franca de la localidad de Fontibón, que hace parte del área de influencia del proyecto Subestación Eléctrica Centenario, fue vinculado a las iniciativas de creación de valor compartido. El objetivo de la intervención fue mejorar las condiciones estructurales, integrando la comunidad en procesos de educación ambiental y sostenibilidad, creando un ambiente estético, ergonómico y duradero, especialmente para personas de la tercera edad, niños y niñas.

Algunas de las actividades desarrolladas en conjunto con la comunidad incluyeron:

- Adecuación de las camas de cultivo. Instalación de seis camas de cultivo de 1,20m x 1,20m y tres de 2,40m x 1,20m.
- Instalación seis cubiertas con capuchas retráctiles en plástico invernadero para las camas de cultivo.
- Instalación de letrero renovado y estéticamente atractivo para la entrada del huerto.
- Implementación de un diseño de paisajístico con plantas ornamentales y elementos decorativos.
- Diseño y adecuación del cerramiento del espacio.







Sitio de Construcción Sostenible

Con el fin de reducir los impactos ambientales negativos producidos por las actividades de construcción de las nuevas subestaciones eléctricas de Bogotá Región 2030 y usar de manera eficiente los recursos involucrados en la fase de construcción de los proyectos, durante el año 2024 se llevó a cabo la implementación del modelo de sitio de construcción sostenible para el proyecto Subestación Eléctrica Tren de Occidente, a través del trabajo articulado con los diferentes contratistas.

Algunos de los resultados obtenidos durante la fase de construcción en el año 2024, son:

- Implementación de 9 iniciativas de sitio de construcción, enfocadas en: uso de materiales provenientes de fuentes cercanas para disminución de recorridos y ahorro de combustible, reutilización de materiales de construcción en el sitio de obra, disposición de residuos en centros de aprovechamiento aprobados por la autoridad ambiental, vinculación de trabajadores locales y uso de cemento verde que favorece la reducción de emisiones de CO2.
- Más de 1000 m3 de cemento verde usados durante toda la obra de construcción de la subestación eléctrica, contribuyendo con la disminución de emisiones de CO2.
- Se usaron más de 11.000 m3 de materiales provenientes de fuentes cercanas al sitio de obra de la Subestación Eléctrica Tren de Occidente, logrando disminuir recorridos y tiempos de desplazamiento, reflejándose en ahorros de combustible y en la disminución de gases contaminantes.
- Se logró reincorporar más de 400 m3 de residuos en las actividades constructivas, disminuyendo así la cantidad de materiales a disponer en rellenos sanitarios y/o escombreras.
- Entrega de cerca de 9 Toneladas de residuos a cooperativas de recicladores de oficio de Facatativá.
- Más de 2600 m3 de RCD fueron dispuestos en centros de aprovechamiento de residuos sólidos avalados por la autoridad ambiental.
- Más de 4 Toneladas de residuos de madera aprovechados en las actividades constructivas.
- Captura y reutilización de 6.3 m3 de agua lluvia para las actividades de obra.

Farmbot

En el marco del proyecto Linea de Transmisión Techo – Veraguas, se ejecutó el proyecto FARMBOT en la IE Distrital Carlos Galán Sarmiento, el cual es un robot agrícola automatizado diseñado para gestionar huertos de manera eficiente mediante el uso de tecnología avanzada. El dispositivo realiza tareas como la siembra, el riego y la identificación de malezas, optimizando el uso de recursos y reduciendo la necesidad de intervención manual. Farmbot combina principios de agricultura y robótica, y es una herramienta educativa que facilita el aprendizaje de conceptos STEM (Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas).

El proyecto contempló el desarrollo de experiencias de creación de capacidades en torno al Farmbot que fueron diseñadas para desarrollar habilidades de programación en los estudiantes a través de un proceso educativo de cuatro semanas. El programa combinó tecnología avanzada y pedagogía innovadora para maximizar el aprendizaje y la participación de los jóvenes. A través del cuidado de las plantas, la aplicación de técnicas agrícolas modernas y la integración de tecnología como el Farmbot, se fortaleció el aprendizaje en áreas clave como la agricultura sostenible y las ciencias naturales, promoviendo así la educación integral y el desarrollo de habilidades prácticas entre los participantes.





Plan de sostenibilidad Bogotá-Región 2030

Durante el año 2024 se trabajó en la implementación de los planes de sostenibilidad, de acuerdo con la Política de Creación de Valor Compartido para el proyecto Subestación Eléctrica Tren de Occidente. Para lograrlo, se desarrolló el relacionamiento con cada una de las partes interesadas en el proyecto, identificando sus necesidades e intereses.

Adicionalmente, se trabajó en la estructuración de los planes de sostenibilidad de los proyectos de expansión en fase de elaboración de estudio de impacto ambiental, como es el caso del proyecto SE Bochica, SE Norte y Línea de Transmisión La Guaca – Colegio, Línea de Transmisión Techo – Veraguas, SE Centenario y SE Porvenir; a través del relacionamiento con los diferentes actores del territorio y el desarrollo de espacios de cocreación con las comunidades.

Acompañamos la entrega de Apartamentos de vivienda de interés social construidos por parte del municipio de El Colegio en el predio Brasilia, donado por Enel Colombia

Continuamos avanzando con este proyecto, en el cual gracias a la donación del predio Brasilia por Enel Colombia, otras 19 familias en 2024 recibieron viviendas dignas gracias a este programa del Gobierno Nacional. El proyecto, ubicado en la zona de influencia de las centrales Paraíso y Guaca, alcanzará un total de 920 apartamentos.



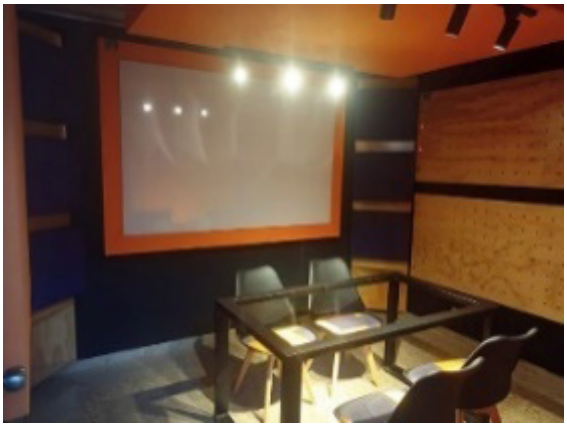
ODS No.12 Producción y consumo responsables

Transformación de residuos sólidos

Tiene como objetivo aprovechar la mayor cantidad de residuos sólidos generados en la fase de construcción de las subestaciones eléctricas, y transformarlos de la mano de las comunidades del área de influencia, en elementos que representen un beneficio, alargando su vida útil.

Para el año 2024, el proyecto se implementó en el área de influencia de la Subestación Eléctrica Tren de Occidente, que se encontraba en fase de construcción, logrando transformar más de 4 Toneladas de residuos sólidos como: madera proveniente del embalaje de los equipos, chatarra, plástico, concreto, entre otros, convirtiéndolos en productos de valor para las comunidades y aportando al embellecimiento de espacios comunitarios, como: adecuación de un estudio de innovación juvenil en la Casa de Integración Juvenil de Cartagenita.Adicionalmente, se construyó un aula sensorial para estimular los sentidos de las niñas y niños que hacen parte del CDI El Portal de sus Sueños en Cartagenita, promoviendo su desarrollo cognitivo y emocional. Por último, se adecuó un área para fortalecer el aprendizaje de las y los estudiantes de la Institución Educativa Municipal Técnica Empresarial Cartagena, en el desarrollo de habilidades tecnológicas promoviendo la creatividad, la innovación y el aprendizaje en áreas STEM.









Confeccionando la sostenibilidad en Simijaca

Este proyecto se implementó en la Casa Morada de Equidad de Género de Simijaca, Cundinamarca, con el objetivo de capacitar a mujeres emprendedoras en prácticas de remanufactura textil, promoviendo el aprovechamiento de recursos y la reducción de residuos. El proyecto promovió la equidad de género, el desarrollo económico y aportó a la consolidación de una visión sostenible y transformadora para las mujeres de Simijaca, beneficiando a 54 participantes, con una participación femenina del 98%, combinando formación técnica y empresarial para desarrollar actividades productivas sostenibles.

Entre los logros se destacan: la creación de prototipos funcionales alineados con estándares comerciales, el aprovechamiento de residuos textiles, el fortalecimiento de redes de apoyo entre las participantes y la generación de espacios de empoderamiento económico y social por medio de la Escuela de género desarrollada dentro del proyecto. Además, se avanzó en la incorporación de principios de economía circular, reutilizando textiles en desuso proporcionados por empresas locales. En el evento de cierre, se resaltó el impacto positivo en la comunidad, con testimonios de las participantes que destacaron el empoderamiento y el aprendizaje obtenido.







ODS No.15 Vida de ecosistemas terrestres

Bosque Renace

En 2024 seguimos preservando el ecosistema de bosque alto andino, enfocándonos en vegetación nativa, propia de este ecosistema contribuyendo a la conservación y protección de 690 hectáreas de bosque alto andino

Por otro lado, en el 2024 para el Bosque Renace se surtió satisfactoriamente el proceso para obtener la categoría de Reserva Natural de la Sociedad Civil, que otorga Parques Naturales Nacionales y que es una categoría de conservación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP), para el sector privado. Se espera que en el 2025 se expida el acto administrativo.

Fortalecimiento de la actividad apícola en el departamento del Huila

En el año 2024, se renovó el comodato de 170 ha de terrenos circundantes al embalse de El Quimbo en los municipios de Altamira, El Agrado, Garzón y Gigante, en virtud del convenio con la asociación de apicultores ASOAPIS del municipio de Garzón (Huila). Asimismo, se prorrogó el comodato en 18 hectáreas de terrenos adyacentes al embalse de Betania del municipio de Yaguará (Huila), bajo el acuerdo con la asociación de apicultores ASOAPIS, compuesta por 19 asociados, en su mayoría, adultos mayores.

Esta iniciativa estuvo enmarcada en la política de valor compartido, donde Enel Colombia respaldó a la asociación para fortalecer sus proyectos productivos. A su vez, la organización contribuyó a la protección de los terrenos y al medio ambiente mediante procesos de polinización, reproducción y reforestación. La finalidad del comodato es utilizar el área entregada para el establecimiento de apiarios con el propósito de cría de abejas y reproducción de nueva genética de alta producción de miel de abeja y sus derivados (propóleo, polen, jalea real, ceras, y proceso de vinos).

Fortalecimiento de la actividad apícola en El Paso – Cesar

En el marco del convenio suscrito con la empresa Consultoría y Gestión Ambiental BIC S.A.S., se desarrollaron acciones para el fortalecimiento de actividades apícolas en el corregimiento de Potrerillo zona de influencia del parque solar La Loma, que consistieron en capacitaciones para identificar las condiciones topográficas y logísticas para el establecimiento de los apiarios, establecimiento de la relación espacio – población, localización de los panales, preparación de la colmena para el establecimiento de las crías, establecimiento del pie de cría en la colmena, determinación de las necesidades de alimento de la colonia, selección de componentes del alimento, elaboración y suministro del alimento para las abejas, implementación de herramientas y equipos, identificación de los signos de enjambrazón, manejo de las alzas de la colmena y verificar el estado de las abejas en la colmena.

Por otra parte, los beneficiarios también fueron instruidos en instalación de colmenas y el manejo técnico de la misma, así como el procedimiento para la construcción del calendario apícola en la zona, reproducción de abejas africanizadas y en buenas prácticas apícolas. Conocimientos que les han permitido operar de manera adecuada y segura los apiarios para la producción de miel y su posterior comercialización. Con este proyecto, se busca que los beneficiarios (19 mujeres y un hombre) cuenten con una segunda actividad económica.

Plantación Voluntaria de individuos arbóreos – Localidad Puente Aranda

Como parte de los acuerdos realizados con la comunidad del área de influencia del proyecto Línea de Transmisión Techo – Veraguas, se realizaron 4 jornadas de plantación voluntaria de 117 individuos arbóreos de especies nativas de bajo y mediano porte, sobre la ribera del Canal Comuneros y, en cinco (5) parques cercanos, demostrando la armonización y coexistencia entre la red eléctrica y el arbolado, y aportando a la recuperación del canal con un trabajo articulado entre Enel Colombia, Jardín Botánico, Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, Alcaldía Local de Puente Aranda y comunidad vecina.







ODS 17 Alianzas para Lograr los Objetivos

Convenio Presencia Colombo Suiza

En el 2023 y durante el 2024 suscribimos y ejecutamos un Convenio Específico con Presencia Colombo Suiza, en aras de aunar esfuerzos para generar condiciones de autogestión, gestión y diálogo, en el funcionamiento del sistema de abastecimiento de agua potable de la comunidad "Media Luna Jawou", que se encontraba fuera de funcionamiento y fue rehabilitado y puesto en marcha por Enel en el año 2022.

Durante este tiempo, 15 meses, se buscó acompañar la operación y mantenimiento del sistema y permitir a las autoridades ancestrales y/o líderes de la comunidad de "Media Luna Jawou", ser potenciadores del desarrollo humano y socioeconómico como fuente de identidad, creatividad, innovación y así asegurar la sostenibilidad del proyecto a mediano y largo plazo.

Alianza Programa de Desarrollo y Paz Magdalena Centro (PDP MC)

De la mano con el -PDP MC, seguimos trabajando en pro del desarrollo sostenible y la paz en 6 municipios del bajo y noroccidente de Cundinamarca (Chaguaní, La Palma, Yacopí, Caparrapí, Puerto Salgar y Guaduas).

En 2024 se buscó proporcionar la articulación, diálogo y colaboración activa con diversas entidades gubernamentales, organizaciones no gubernamentales, líderes comunitarios y la comunidad en general desde un enfoque orientado al emprendimiento.

A través del desarrollo de actividades como encuentros grupales y visitas a organizaciones productivas, se brindó conocimiento técnico sobre la legalidad, requisitos, beneficios, ventajas y desventajas para las organizaciones sociales y productivas; adicionalmente proporcionar a las organizaciones de base, una guía que les permita la construcción de sus planes de trabajo, identificar fuentes de financiación y orientar la elaboración de propuestas comerciales.

Por primera vez, se llevó a cabo el encuentro de Saberes y Alianzas para el Fortalecimiento de La Economía Solidaria, para generar un espacio de relacionamiento y colaboración entre organizaciones productivas y sociales del sector solidario, entidades públicas y privadas de los 5 municipios, con el fin de fortalecer el tejido social y promover el desarrollo económico y social inclusivo. Alterno, se realizó la feria de productos y servicios contando con una participación de 35 emprendimientos con una variedad de productos entre ellos: chocolate de mesa, café molido y en grano, miel, jabón, sabajón, abonos orgánicos, artesanías, productos agropecuarios y alimentos.

Casa Museo Salto del Tequendama

Se realizó una alianza con la Fundación Granja Ecológica El provenir con la que se busca fomentar la conservación del patrimonio cultural y fortalecer la participación de las comunidades en la protección, preservación y apropiación de la Casa Museo Tequendama, a través de la implementación de actividades culturales y de sensibilización ambiental, así como de la restauración y limpieza de la fachada y la cubierta del lugar.

Las actividades se llevaron a cabo en la sede de Casa Museo Tequendama, e incluyó el desarrollo de eventos para niños y adultos tales como presentaciones musicales, danzas y títeres, entre otro en los cuales se transmitieron mensajes sobre la conciencia cultural y la responsabilidad ambiental, así como el papel que todos podemos desempeñar en la protección de nuestros recursos naturales, la importancia de cuidar el río Bogotá, promoviendo un sentido de comunidad y acción ecológica entre los visitantes a la casa y las comunidades vecinas.

Otros proyectos de Sostenibilidad

Apoyo a la gestión institucional y organizacional de los municipios de El Paso, Fundación, Pivijay, Ponedera y Sabanalarga.

Con el fin de contribuir al fortalecimiento de la función pública, y dar cumplimiento a las obligaciones de los planes de manejo de licencias ambientales de los parques solares del Paso, La Loma, Fundación y Guayepo I y II, Enel apoyó en capacitar los funcionarios de las administraciones municipales y–JAC-, en temáticas relacionadas con la administración pública y actividades relacionadas con el plan de mejoramiento para la JAC, centrando las acciones en los reglamentos que por orden estatutaria deben tener éstas y relacionados con el funcionamiento de la Junta Directiva y la Comisión de Convivencia y Conciliación.

De igual forma, se socializó, explicó y entregó una herramienta financiera de autogestión que puede convertirse en un instrumento de generación de ingresos propios para la JAC, referente a un Fondo de Financiación para la sostenibilidad de ésta "Fondo Rotatorio", con los documentos de apoyo para los trámites y utilización de los recursos del Fondo.

Así mismo, se entregó a cada JAC participante certificados de Reconocimiento por la culminación y asistencia a los encuentros desarrollados. En general, en este proceso de fortalecimiento institucional y organizacional participaron más de 120 personas.



Apoyo a la gestión institucional de los municipios de Uribia y Maicao proyecto Parque Eólico Windpeshi

Durante el 2024 se capacitaron funcionarios de la administración municipal de Maicao en temáticas relacionadas con la administración pública. Se dictó una capacitación sobre mecanismos de participación (Consulta previa) beneficiando a 5 funcionarios de dicha administración. Además, en este espacio, se socializó el estado de suspensión indefinida de la construcción del proyecto Parque Eólico Windpeshi. Lo cual significa detener las labores constructivas y el avance en el cumplimiento de los compromisos sociales y ambientales.

Derechos Humanos

Continuamos el ciclo de debida diligencia 2023-2025 en Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala. Formulamos e implementamos planes de acción para cada uno de los países de acuerdo con los resultados de las consultas a nuestros grupos de interés (internos y externos) que se realizaron el año anterior. Dichos planes se enfocaron en temas ambientales, diversidad e inclusión, formación en derechos humanos y cero tolerancia con la corrupción.

También, participamos de la iniciativa realizada por la Cámara de Industria y Comercio Colombo- Alemana–AHK Colombia, la Cámara Mexicano-Alemana de Comercio e Industria -CAMEXA- y la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional–GIZ a través de Alliance for Integrity, para compartir nuestras experiencias en la prevención de impactos negativos en derechos humanos y en la implementación de medidas correctivas o sanciones; además de contribuir impulsar un cambio positivo en las cadenas de suministro.

En el 2024, en el marco del lanzamiento del Acelerador en Derechos Humanos liderado por Pacto Global, participamos compartiendo nuestra experiencia en esta iniciativa de la cual hicimos parte en el 2023, la cual tuvo como objetivo preparar a las empresas para afrontar las nuevas normativas en debida diligencia que están desarrollándose tanto a nivel nacional como comunitario, pasando del compromiso a la acción.

En el marco de la 2da edición de Estándares Internacionales en Acción – Buenas Prácticas de Derechos Humanos y Empresas de Pacto Global, el Programa para desarrollo de proveedores de carbón del interior del País (minería subterránea) en temas de sostenibilidad y derechos humanos y el Programa de Mujeres en Áreas Core, desarrollados por Enel Colombia, fueron seleccionados como iniciativas para ser parte de esta edición en las categorías de Proceso de Debida Diligencia en Derechos Humanos y en la Equidad De Género en la Aplicación de los Principios Rectores de Empresas y Derechos Humanos respectivamente.



Gestión de crisis con comunidades

Seguimiento a los acuerdos a las mesas de trabajo establecidas en el municipio de El Colegio

Dando continuidad y cumplimiento al acta de acuerdo del 16 de septiembre de 2021, en 2024 se avanzó con la mejora de la infraestructura de dos salones comunales ubicados en la vereda Antioquia y en la Vereda Marsella, se firmó el convenio de vías entre Enel Colombia, el ICCU y la Alcaldía y se desarrolló el proyecto de Valor compartido de Infraestructura comunitaria que aportó materiales esenciales a 249 familias emprendedoras.

La Compañía continúa generando de manera proactiva un diálogo con las comunidades, con la garantía de la Defensoría del pueblo, el Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales–ANLA, por lo cual sean realizado cuatro reuniones de seguimiento con delegados de las comunidades y la Alcaldía Municipal, permitiendo llegar a acuerdos en temas ambientales, de vías, energía y predios.



Centro América

A continuación, se esbozan las diferentes iniciativas realizadas durante el 2024 en materia de Sostenibilidad, desarrolladas en Guatemala, Costa Rica y Panamá; las cuales están alineadas con nuestra Política de CVC y responden a nuestra estrategia de sostenibilidad:

GUATEMALA



ODS 7: Energía asequible y no contaminante

InnovaPlay

Programa educativo que ha promovido los conocimientos de los estudiantes de las instituciones educativas de nuestras zonas de operación, sobre transición energética, economía circular y educación ambiental. En el proceso de formación, los estudiantes participaron en sesiones que promueven la creatividad, la gestión y formulación de proyectos, el conocimiento y conciencia de la importancia del uso de la energía renovable.

Por medio de los talleres se promueve a los estudiantes los conocimientos teóricos y necesarios para la formulación y gestión de proyectos que aporten al desarrollo sostenible. En el 2024 se amplió la alianza con el Ministerio de Educación con otros dos nuevos aliados Fundación Profuturo y Fundación DECA. Con quienes se impulsó este programa. Se beneficiaron 3,361 personas, de los cuales el 56% fueron alumnos (395 niños y 309 niñas), el 43% padres de familia que se involucraron en las actividades de enseñanza aprendizaje En total, participaron 24 escuelas, con igual número de maestros y proyectos escolares concluidos, así como 12 autoridades (1%) del Ministerio de Educación del país.







ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económicos

En 2024 se implementaron programas que responden a las características de las comunidades y se encuentran orientados a cuidar y mantener el tejido y la cohesión social, promoción del crecimiento local, manteniendo la vocación económica de los territorios.

- **Huertos familiares:** con la conformación 4 grupos para hacer un total de 48 mujeres que con sus huertas caseras aportan a la seguridad alimentaria de las familias minimizando el gasto monetario. Se realizaron 16 ciclos de cultivos (4 cada año desde 2021), los

excedentes fueron vendidos generando una economía de escala y participación en mercados campesinos, con una producción anual de 7.760 libras.





- **Centros de Desarrollo Empresarial (CEDE) Calahuaché:** Este 2024 los resultados son: consolidación de alianza con la Fundación para el Desarrollo Integral de Programas Socioeconómicos -FUNDAP-, comunidad de Calahuaché y municipalidad de El Palmar, 75 jóvenes de la aldea preparados para la inserción laboral o emprender un negocio. El mantenimiento del CEDE está a cargo de la alcaldía auxiliar de Cahahuaché.

Bordando sueños con Energía para la Vida

En alianza con municipalidad de Zunil y el Programa Centros Municipales de Capacitación y Formación Humana (CEMUCAF) 75 mujeres culminaron el curso de Bordado a mano lo cual significa que se alcanzó el 97% de asistencia y culminación del curso. Se les entregó un diploma y una certificación firmada y avalada por el Ministerio de Educación a 75 beneficiarias.

ODS 13: Acción por el clima

- **Abono Verde (Green Manure):** En el relleno sanitario municipal, a cielo abierto ubicado a orillas del río Samalá se depositan diariamente una cantidad de 4 Tm de residuos orgánicos, parte de estos residuos orgánicos son arrastrados por las lluvias hacia la cuenca del río Samalá, en donde se realiza la generación del PH El Canadá. Cada año nuestros colaboradores extraen del río un promedio de 4 toneladas de material orgánico. Este proyecto consistió en creación de abonos orgánicos utilizando los desechos de las hortalizas, con la ayuda de lombrices rojas. Este año, se produjeron 27,090 lb de material orgánico procesado, 8,000 lb de abono lombricomposta o humos sólido producido, 48 galones de humus líquido producido, 4 instituciones que se han involucrado en el desarrollo del proyecto: Asociación Ajaw B'e, Municipalidad de Zunil, Movimiento Estudiantil Ecológico Guatemala y Enel Guatemala.
- **Escuela de Campo Agroforestal:** En alianza con otras instituciones se produjeron 150,000 pilones de hortalizas para beneficiar a más de 1,000 familias, a través de su seguridad alimentaria y nutricional; también se produjeron más de 5,000 plantas de especies forestales, las cuales se utilizaron para la recuperación de ares de recarga hídrica y áreas degradas, por medio de las diferentes jornadas de reforestación.
- **Control de Erosión:** Este año se dio mantenimiento a 2.5 Ha la plantación de izote (*Yucca elephantypes*) con lo que se aportó a la prevención de erosión en Canal 1, 2, 3, y 4, así como en la presa Chipal PH Palo Viejo. Para lo cual se contrataron a 8 personas por 45 días con lo cual se pagaron 360 jornales a trabajadores locales.







Plan Estratégico Ambiental de Zunil (PEAZ)

Este Plan abarca cinco ejes, que se centraron en jornadas de reforestación, gestión y reutilización de desechos sólidos y educación ambiental. Las actividades se ejecutaron bajo el liderazgo del alcalde municipal de Zunil y bajo la coordinación interinstitucional de la Comisión Municipal de Seguridad Alimentaria y Nutricional local.

Convenio de Cooperación Enel-Cotzal

En 2024 se ejecutó 1 proyecto, y se concluyeron 2 de los años anteriores, beneficiando a toda la población del municipio, más de 24 mil personas.

Costa Rica

ODS 3 Salud y Bienestar

Soporte a la Cruz Roja Costarricense

La Planta Hidroeléctrica Don Pedro realizó un aporte a la Cruz Roja Costarricense para apoyar en la cobertura del combustible para las unidades de atención de emergencias en el área de San Miguel de Sarapiquí y comunidades aledañas, permitiendo que las ambulancias estén disponibles para atender llamados en caso de emergencias. Con este aporte se beneficiaron aproximadamente 3.250 personas de 6 comunidades. Además, se logró coordinar un curso de capacitación en primeros auxilios por parte de Cruz Roja a docentes de las comunidades de influencia.





ODS 4 Educación de calidad

InnovaPlay

Se llevó a cabo la segunda edición de *InnovaPlay*, el programa de creación de valor compartido que busca formar a la comunidad en energías sostenibles, emprendimiento, economía circular y acción por el clima, resolviendo una problemática comunitaria con la creación de un proyecto desde una perspectiva innovadora y sencilla, para que se conviertan en Embajadores de la Transición Energética que Enel promueve.

Se impactó a 200 estudiantes de primaria de 6 comunidades aledañas a los proyectos de generación en Costa Rica, quienes participaron en Feria *InnovaPlay*, que en esta edición contó con un taller de energía renovable y otro de robótica. Adicionalmente, aplicaron la metodología de *Design Thinking* para identificar las necesidades de los centros educativos y plantear así los proyectos escolares a desarrollar.

Al cierre del programa, seis proyectos llegaron a la etapa final, y los tres ganadores destacaron por buscar soluciones innovadoras y que integran tecnología, economía circular y la creación de espacios seguros en los centros educativos.





Programa de Fortalecimiento Educativo

En las comunidades aledañas a Don Pedro y Río Volcán continuamos apoyando con transporte para que los estudiantes puedan trasladarse desde sus comunidades hacia una comunidad más céntrica donde se les facilite tomar, posteriormente, transporte público a sus diversas instituciones. Este programa además de solventar la necesidad de transporte de los estudiantes generó una fuente de empleo para una persona de la comunidad.

Atención de grupos de estudiantes en giras a planta y charlas educativas

Comprometidos con generar conocimiento para más estudiantes, se atendieron visitas de grupos de secundaria y universitarios en plantas de generación y oficinas centrales, donde se habló de temas como sostenibilidad, innovación y energía renovable. Se atendieron visitas de estudiantes nacionales y grupos extranjeros donde se permite compartir la experiencia y conocimiento de nuestros profesionales. Además, se realizaron talleres de capacitación en temáticas como *storytelling*, *elevator pitch* y *design thinking* para estudiantes de primaria y secundaria. Con este programa se beneficiaron 200 estudiantes.

Buena energía para tu escuela

Se realizaron intervenciones para mejoras infraestructurales y de seguridad en tres centros educativos:

Escuela Chucaz: se instaló un tanque de agua para garantizar el suministro del servicio en la época seca, y se realizaron mejoras en las tuberías del centro educativo.

Escuela Corazón de Jesús: se realizó una inspección con personal de salud y seguridad de Enel, para identificar áreas de riesgo de accidentes para los estudiantes, se apoyó con la señalización de áreas con rotulación de seguridad (zonas seguras, ruta de evacuación, salidas de emergencia y áreas de extintores), para fortalecer el plan de atención de emergencias del centro educativo.

Escuela Virgen del Socorro se inició la construcción de un aula que albergará a estudiantes de preescolar y un pequeño laboratorio de computación, para que los estudiantes puedan integrar el uso de la tecnología en el aprendizaje.

Contribución al ODS 6: Agua limpia y saneamiento

En Costa Rica se desarrollaron proyectos de apoyo a acueductos rurales en 3 comunidades de área de influencia de las tres plantas hidroeléctricas, con los cuáles se logró mejorar condiciones de las tuberías que abastecen a las comunidades, facilitando en algunos puntos el acceso seguro a las tuberías en caso de trabajos de reparación o mantenimiento frecuentes, el nivel del caudal de agua entregado a los usuarios y sustituyendo tramos de tubería en mal estado, permitiendo así el acceso a agua potable para más de 1.000 personas.

ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico

Impulsando el espíritu emprendedor

Continuamos apoyando el talento emprendedor de las zonas de influencia a través de la creación de capacidades para las poblaciones, en 2024 se ejecutó el taller de Liderazgo Emprendedor e Introducción al Emprendimiento para personas emprendedoras de las áreas de influencia de Don Pedro y Río Volcán.

En este taller se contó con la participación de 11 personas que representaban distintos emprendimientos, quienes exploraron herramientas como el análisis DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) y el Design Thinking, abordando problemáticas y oportunidades clave para fortalecer sus ideas de negocio, conociendo a su vez otros emprendimientos presentes en la comunidad, para así generar impacto en la región e identificar posibles encadenamientos que podrían contribuir al desarrollo económico local.





ODS 13 Acción por el clima

Programas de reforestación y extracción de desechos del río

Cumpliendo los compromisos ambientales contemplados en el PPA (*Power Purchase Agreement*) de la planta hidroeléctrica Chucás, se realizó una nueva jornada de reforestación, en la que se sembraron 400 árboles de especies nativas de la zona.

Además, se realizó una actividad de limpieza y extracción de desechos aguas abajo de la presa de Chucás, donde se lograron extraer 18 metros cúbicos de residuos, principalmente plásticos, gracias a la participación de voluntarios de la Universidad Técnica Nacional y de nuestras personas en Costa Rica. Se contó con la participación de más de 100 voluntarios.





Otras iniciativas de sostenibilidad.

Dentro del marco del programa Buena Energía para tu Comunidad, se lograron realizar las siguientes actividades:

1. Reutilización de materiales: se aprovecharon materiales en desuso para entrega a comunidades que podían emplearlos en proyectos de beneficio común, tal como la entrega de un tanque de captación de agua a la comunidad de Chucaz de Mora y de piedrilla a la comunidad de Río Grande, quienes la emplearon en la construcción de una rampa de acceso para personas con discapacidad al EBAIS (Equipos Básicos de Atención Integral en Salud) de la comunidad son el primer contacto y puerta de entrada a la Red de servicios de salud de la Caja Costarricense del Seguro Social.

   Del mismo modo, para promover el cuidado de las personas, se entregaron mascarillas y guantes a ser utilizados en jornadas de limpieza comunal por parte de los vecinos de Balsa de Atenas.
2. Mejoras en caminos comunales: Se logró mejorar las condiciones de acceso a un sector de la comunidad de Colonia Carvajal, gracias a la intervención de un tramo de camino de 2km, el cual permite el acceso de alrededor de 50 vecinos a sus viviendas.

Panamá



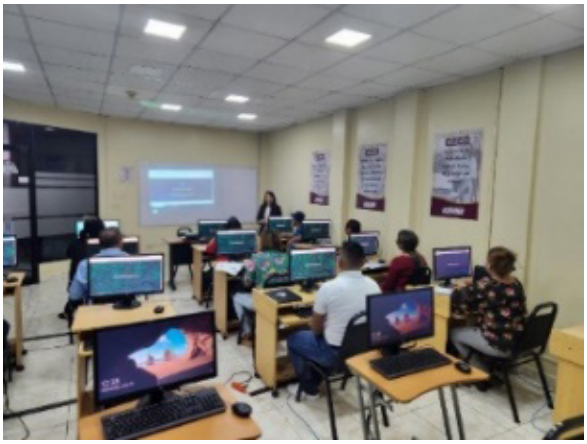
ODS 4: Educación de Calidad

InnovaPlay:

Es un programa diseñado para capacitar a docentes y estudiantes de primaria en temas actuales. El 2024 se centró en la formulación de proyectos para crear iniciativas comunitarias que identificaran los riesgos ambientales y cómo estos se pueden mitigar mediante iniciativas innovadoras dentro de las comunidades.

Las escuelas ganadoras fueron: Escuela de Entre Ríos, Escuela de San Juan y Escuela de Fortuna. Con el programa se beneficiaron 2000 personas.





Robo Lab:

Con el objetivo de enriquecer el proceso educativo y fomentar el desarrollo de habilidades clave en los estudiantes, el programa brindó a las escuelas acceso a herramientas STEAM. La formación fue facilitada por la Universidad Tecnológica de Panamá (UTP), que actuó como aliado estratégico en esta iniciativa.

La capacitación estuvo dirigida a cinco escuelas piloto de Enel Panamá, cuyos estudiantes participaron en la gran final de robótica organizada también por la UTP. En esta competencia, que reunió a más de 15 colegios de la región, la Escuela de San Juan, parte de nuestra red, se destacó al obtener el primer lugar en la categoría de Laberinto.

Los beneficiarios directos de este programa fueron 800 estudiantes de las cinco escuelas, quienes participaron activamente en las actividades y competencias.



Buena Energía para tu escuela:

A través de esta iniciativa, contribuimos con insumos y mejoras en las escuelas de nuestra cobertura, enfocándonos en áreas clave como: acceso al agua, comedores y baños dignos, seguridad alimentaria (con la entrega de herramientas), acceso a energía eléctrica y el suministro de herramientas tecnológicas.

En el año 2024, se proporcionaron insumos de aseo y papelería a 15 escuelas de Gualaca, San Juan y Coclé. Además, las escuelas de San Juan y Fortuna recibirán la habilitación de cocinas dignas y acceso al agua. Con este proyecto, se beneficiarán 800 personas de la comunidad educativa.

Innovanation:

Este programa a nivel nacional cuenta con la participación de expertos y está diseñado para sensibilizar a los jóvenes sobre los temas más urgentes relacionados con el planeta.

Su objetivo es que los jóvenes, desde una temprana edad, desarrollen habilidades colaborativas, así como la creatividad e innovación, para generar un impacto positivo en el mundo. A través de estos espacios de aprendizaje, los estudiantes abordan los principales desafíos medioambientales, como la restauración de los océanos, la purificación de la atmósfera, la creación de un futuro libre de residuos, la protección y regeneración de los ecosistemas, y la prevención del cambio climático.

Además, el programa abarca temas clave como emprendimiento, innovación y sostenibilidad. Los jóvenes participan en sesiones de formación en liderazgo, marketing, finanzas, sostenibilidad, *Design Thinking*, manejo de proyectos y estudian casos de éxito de emprendedores. Durante el curso, tienen la oportunidad de participar en el ***Innova* Nation *Pitch Challenge***, donde pueden formar equipos para incubar ideas en la intersección de emprendimiento, innovación y sostenibilidad en sectores como salud, turismo, energía, educación, agricultura y cibertecnología.

Adicionalmente, el programa incluye una formación para docentes, con un taller de un día sobre **Aprendizajes Basados en Proyectos (ABP)**, centrado en nuevas metodologías pedagógicas para el aula. El proyecto benefició a 117 personas.

Huertos sostenibles:

Se realizó un concurso en donde participaron más de 25 escuelas del área de Barú, demostrando la ejecución de sus huertos escolares y los beneficios que tienen los mismos en sus comedores. El programa beneficia a 1000 personas.





ODS No.8: Trabajo Decente y Crecimiento económico

Plan Semilla – Semillas de Conocimiento

Tiene como objetivo fortalecer y enriquecer las habilidades de nuestros colaboradores y miembros de la comunidad. Nos enfocamos en áreas clave como la instalación de paneles solares, la capacitación de guías comunitarios, servicios ambientales, restauración ecológica, finanzas, primeros auxilios y economía circular. Este enfoque integral busca empoderar a las personas, promoviendo el desarrollo sostenible y el bienestar de la comunidad.

- Este año, se estableció una colaboración con la BCIT (*British Columbia Institute of Technology*) para ofrecer un taller formativo sobre las 5 estrellas de restauración ecológica, dirigido a nuestros colaboradores y a grupos organizados de las comunidades.
- Asimismo, el proyecto *Mi Costa*, brindado por la Universidad de La Habana Cuba, presentó la estrategia utilizada para adquirir fondos externos y su aplicación en las comunidades, permitiendo el desarrollo de emprendimientos locales.



Con este programa, se beneficia directamente a 75 personas y de manera indirecta a 3000.

ECORUTA FORTUNA

Promover el turismo sostenible y crear un circuito que permita a los visitantes disfrutar de la belleza escénica, educativa y científica de Fortuna. En este proyecto, la Universidad Columbus y la UTP se han unido para desarrollar un diseño preliminar del Centro de Visitantes y del Centro de Recepción, destinados a atender a más de 9000 personas que visitan la región cada mes.



Enelgiza tu comunidad:

El programa consiste en el desarrollo de diversas actividades en colaboración con la comunidad y las autoridades, con el objetivo de mejorar el acceso al agua, las áreas recreativas, el cuidado de las zonas verdes, el manejo adecuado de desechos y la mejora de las vías de acceso. En 2024, se llevó a cabo la movilización de materiales para el mantenimiento de las vías desde Caldera hasta Chiriquicito, se realizó la poda de árboles en las vías principales para garantizar la seguridad de los colaboradores, se llevaron a cabo mejoras y mantenimiento en las áreas recreativas de Coclé. Con el programa se beneficiaron 3.000 personas.





ODS.13 Acción por el Clima

Vivarium Lab–Reforestación:

Cada año se siembran árboles frutales y maderables nativos, Guayacán, roble, guaba cansa boca, guaba machete, entre otros, para reducir el cambio climático. Este año se plantaron un promedio de 3000 árboles en David, Caldera, Coclé y Bocas del Toro con la Red Nacional de Viveristas.

Otras actividades de Sostenibilidad

Entrega de Canastas:

En Panamá se organizó una colecta de alimentos secos para llevar 13 canastas no perecederas a diferentes familias del área de Fortuna como apoyo para la celebración de estas fiestas navideñas.

Participación de paneles Educativos:

En el año 2024, se llevaron a cabo múltiples paneles y talleres educativos en Panamá con nuestros aliados y clientes, Ciudad del Saber y Esri Panamá.





Actividades recreativas navideñas

En 2024 realizamos tres actividades recreativas y de cine navideño en las veredas Paraíso y Trujillo del área de influencia de la Cadena Pagua y Centrales Río Bogotá, así como en Vancouver, área de influencia de Laguneta Limonar en San Antonio del Tequendama.

Las actividades incluyeron funciones de títeres navideños, concursos familiares, baile-terapia y dinámicas lúdicas, llevando alegría a más de 150 niños y adultos. Además, entregamos 50 árboles nativos para que las familias los siembren, promoviendo el cuidado del medio ambiente.





ACCIONES TRANSVERSALES DE SOSTENIBILIDAD

Voluntariado corporativo

El voluntariado corporativo busca fomentar y promover la participación activa de nuestros empleados en acciones solidarias que generen un impacto positivo en las comunidades locales y contribuyan al desarrollo sostenible de nuestro país. bajo las líneas de trabajo de Mi Tiempo, Mi Conocimiento, Mis Manos y Mis Aportes.

En 2024, se llevaron a cabo 30 actividades con la participación de cerca de 250 voluntarios que beneficiaron a más de 15.000 personas, entre niños, población con discapacidad, mujeres emprendedoras y madres cabeza de familia, adultos mayores y en general de comunidades que rodean la operación de la Empresa en Colombia y Centro América.

Sostenibilidad en la cadena de suministro

Con el fin de promover la sostenibilidad en la cadena de suministro de la empresa, en 2024 Enel continuó la estrategia de inclusión del Factor K de Sostenibilidad en las licitaciones de compra de productos y servicios de la Empresa, tanto en Colombia como en Centroamérica.

El Factor K de Sostenibilidad es un incentivo que se le da a los proveedores durante los procesos de licitación, para que decidan aplicar criterios de sostenibilidad durante el desarrollo del contrato. Este incentivo consiste en la asignación de una ventaja porcentual en la evaluación económica de la oferta, para los proponentes que decidan comprometerse a implementar los criterios de sostenibilidad definidos por Enel para dicho proceso de licitación.

Los factores K de Sostenibilidad aplicables al proceso de licitación, se encuentran en función de 4 grandes pilares: certificaciones, ambiente, desarrollo social y economía circular.

En 2024 se logró la aplicación del K Sostenibilidad en 82 procesos licitatorios, en donde los criterios de sostenibilidad más aplicados se enfocaron en promover la contratación de mujeres, la vinculación de mano de obra local, el desarrollo de proyectos sociales comunitarios, la formación del personal, la economía circular y el desarrollo de acciones ambientales relacionadas con el cambio climático.

Informe de Sostenibilidad 2023

Se publicó el Informe de sostenibilidad número 20 de la Compañía, completando así más de una década de ejercicios transparentes y responsables de rendición de cuentas ante sus grupos de interés. El informe se elaboró bajo los parámetros del Global Reporting Initiative (GRI) – Nuevos Estándares, y el suplemento sectorial específico para el sector eléctrico. El documento fue verificado por la firma auditora KPMG.

Biodiversidad – Enel Biodiversa

Es una estrategia sombrilla y transversal que reúne las acciones en materia de biodiversidad que la Compañía ha venido desarrollando desde hace 16 años. La estrategia integra las acciones desarrolladas para la protección del medio ambiente y los recursos naturales, la lucha contra el cambio climático y la contribución al desarrollo económico sostenible, mediante la implementación de programas y acciones de conservación, protección y restauración de la biodiversidad en Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala; así como la CVC y la generación de conocimiento. Enel Biodiversa es una estrategia de largo plazo, la cual se cimienta sobre cuatro ejes estratégicos: conservación, restauración y protección; CVC; comunicación y visibilización; y gestión del conocimiento".





Hemos desarrollado más de 100 iniciativas y proyectos que responden a los ejes estratégicos del programa. Así mismo, hemos trabajado de la mano con más de 30 aliados estratégicos.

En 2024, se destacan las siguientes acciones:

En términos de gobernanza, realizamos el comité del programa de Enel Biodiversa.

Enel Colombia ha sembrado más de 1.000.000 árboles tras 12 años de estar realizando esta labor en las zonas de influencia en Colombia, Costa Rica, Panamá y Guatemala.

Teniendo como base la apuesta por parte del grupo Enel de una Adopción total de las Directrices TNFD en el ejercicio fiscal para el año 2025 y la adopción de la metodología LEAP (Localizar, Evaluar, Valorar, Preparar divulgación), en el marco del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con la Naturaleza -por su siglas en inglés -TNFD[3]-, y de acuerdo con la metodología LEAP definida por dicha organización, durante 2024, Enel Colombia, en la Central El Quimbo, llevó a cabo una **investigación en profundidad sobre el hotspot**, de acuerdo con la metodología LEAP definida por el TNFD, para tener en cuenta el **contexto local específico** y la interacción de cada activo tecnológico con las características naturales y de biodiversidad locales, según lo previsto para la aplicación prioritaria del análisis IRO (Impactos-Riesgos-Oportunidades) a organizaciones complejas. A continuación los resultados de cada fase:

- Fase **Localizar**: Se verificaron las especies amenazadas que han sido identificadas en la Central y de acuerdo a esto se actualizó la información.
- Fase **Evaluar**: Se evaluaron 14 impactos y 2 dependencias. En esta fase se hizo una evaluación directamente sobre los impactos y dependencias y se realizó la **evaluación del impacto** a través de la **Probabilidad * Magnitud**, de acuerdo con esto se identificaron: *2 impactos "bajos", 5 impactos "Medios", 4 impactos "Medio Altos" y 2 impactos "Altos" y 2 dependencias "Bajas".*
- Fase **Valorar**: Se evaluaron de nuevo los impactos considerando el "**Horizonte de tiempo" o duración del impacto y su magnitud**, además se hizo la descripción del riesgo y oportunidad asociado a cada impacto. De acuerdo a esto, la mayoría de impactos obtienen una calificación "Baja" o "media baja" y sobresalen con calificación "Alta" 3 impactos:

3. The Taskforce on Nature-related Financial Disclosures

IMPACTO ID	Descripción de Impacto	NOTAS
IM3	Carga de sedimentos y efectos sobre la ictiofauna: Impacto generado por un embalse con presencia de sedimentos, lo que hace que las operaciones de limpieza/descarga sean más delicadas. Un vaciado demasiado repentino podría poner en peligro la ictiofauna. Durante el vaciado, una liberación no controlada de sedimentos puede afectar negativamente la calidad del agua aguas abajo.	Se está realizando un estudio sobre la minimización del impacto del flujo de sedimentos, siguiendo la solicitud de las autoridades (Resolución 1965 de 2023). Actualmente, solo se está llevando a cabo un monitoreo preliminar, que proporcionará datos base para el estudio posterior. Eventos similares ya ocurrieron en la unidad en el pasado, por lo que se seleccionó una probabilidad de 0,75.
IM12	Impacto en la flora protegida o de interés local en el área de la planta.	Representar el impacto de actividades no autorizadas o no conformes que involucren la flora local (corte no autorizado, incumplimiento de las obligaciones de conservación del Estudio de Impacto Ambiental).
IM13	Ictiofauna afectada por la disminución del nivel del embalse.	Impacto en la vida piscícola debido a la variación estacional del nivel de la cuenca (por ejemplo, debido al fenómeno de El Niño). En 2024 se registró un evento. La evaluación base se incrementó en uno debido a que se deben implementar acciones significativas (rescate de peces).

- Fase **Preparar**: Sobre cada impacto se identifican y califican las **medidas de control realizadas** de tal forma que al final del ejercicio se evidencia el **nivel de riesgo** que presenta cada uno. De acuerdo a esto, se identificó que la mayor parte de los impactos presentan medidas de control (13 impactos con nivel Bajo a Muy Bajo de riesgo) y sobresalen los siguientes riesgos con calificación Alta:

1. Efecto de la carga de **sedimentos** en la ictiofauna durante las operaciones de lavado.
2. **Impacto sobre la flora protegida o de interés local** en la zona de la planta: Riesgo elevado de multas debido a un impacto menor en la flora protegida o localmente relevante (tala no autorizada, conservación de especies raras). Plan de acción ya en marcha: Finalizar un estudio de minimización del impacto sobre el efecto de las operaciones tal como solicitaron las autoridades. Reforzar el equipo medioambiental de la planta y mejorar el control de los impactos medioambientales para reducir el riesgo de nuevas multas.
3. El riesgo relacionado con el **impacto sobre la ictiofauna** debido a las variaciones del nivel del embalse se gestiona adecuadamente mediante el despliegue de un protocolo de vigilancia y rescate de peces.

Cabe mencionar que para cada riesgo "Alto" se está desarrollando un plan de manejo, por lo tanto la evaluación LEAP puede cambiar con base a los resultados que se obtengan una vez se aplique el plan de manejo propuesto y se identifique que el impacto ha sido controlado así como el nivel de riesgo, en este sentido.



GESTIÓN DE COMUNICACIONES



El propósito y la visión de Enel se orientan a construir un futuro sostenible a través de energías limpias que le permitan satisfacer las necesidades de las personas, empresas y ciudades, para ayudar a construir un mundo mejor. En ese sentido, impulsa la electrificación a través de la transición energética, facilitando el acceso a soluciones más limpias y eficientes desde el punto de vista energético. Busca capacitar a las personas para que gestionen conscientemente su consumo de energía y así contribuir a un estilo de vida más sostenible. Muestra respeto y compromiso con las comunidades y generaciones futuras y protege al medio ambiente con una visión a largo plazo.

Este propósito y visión se plasma en la estrategia de comunicación global para consistencia de todos los mercados en donde la empresa opera. La estrategia de comunicación de Enel Colombia responde a la estrategia corporativa y se alinea a un modelo de gestión de reputación que promueve la construcción de percepciones positivas sostenibles para que la Compañía sea respetada, admirada y genere confianza entre sus diferentes grupos de interés. En 2024, se incursionó en una nueva metodología de medición de la reputación, de la mano del aliado especializado, Punto Cardinal, que permitió profundizar en hallazgos y resultados.

Cabe destacar, que la gestión de la reputación se da en medio de un año retador y complejo en diferentes aspectos: un fenómeno de El Niño intenso y prolongado que impactó la disponibilidad del recurso hídrico, que a su vez se tradujo en un incremento de los costos de la generación de energía eléctrica que se reflejó en las tarifas de energía; diferentes visiones sobre el futuro del sector y desafíos regulatorios que requirieron de adaptaciones y consensos; desafíos de relacionamiento comunitario en algunas de las zonas de influencia y cambios estructurales en la Compañía que dieron lugar a un nuevo liderazgo corporativo local. Tomando en cuenta este panorama, la medición reputacional arrojó oportunidades de mejora para seguir enfocando esfuerzos en la construcción de un capital reputacional positivo y sostenible con los distintos públicos de interés: clientes, empresas, ciudad y gobierno, en función de sus expectativas. Para ello, se toman en cuenta siete dimensiones reputacionales: ciudadanía, oferta, innovación, trabajo, integridad, liderazgo y desempeño financiero.

Un enfoque en la construcción de capital reputacional permitió trabajar con distintos focos en cada una de las dimensiones mencionadas, otorgando un mayor peso a la Ciudadanía y a la Oferta como apuestas claves dentro de la naturaleza del negocio. Esta definición orientó la priorización en la comunicación de proyectos orientados a: 1) desarrollar energías renovables no convencionales, 2) modernizar y digitalizar la infraestructura eléctrica para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio y garantizar la atención de la creciente demanda de energía en Bogotá y Cundinamarca, 3) apoyar y trabajar con las comunidades donde opera la Compañía para fomentar su desarrollo, 4) desarrollar acciones encaminadas a la protección y conservación del medio ambiente; 5) viabilizar y desarrollar proyectos de movilidad eléctrica masiva e individual, 6) trabajar por el bienestar integral de los trabajadores.

GESTIÓN DE MARCA, PUBLICIDAD Y ESTRATEGIA DE CONTENIDO

Enel Colombia utiliza la publicidad y diferentes medios de divulgación como prácticas de comunicación responsable, alineadas con los criterios de la estrategia global de comunicación del Grupo, que busca a su vez apalancar la estrategia y plan de negocio de la Compañía. La gestión va encaminada a la promoción del progreso sostenible a través de las energías renovables, la entrega de un servicio de energía cada vez más estable, eficiente y seguro, y el desarrollo de productos y servicios que contribuyan a mejorar la calidad de vida de los clientes y usuarios, así como iniciativas y proyectos que permitan generar valor a las comunidades. También persigue la construcción de una cultura positiva, consecuente con los valores y principios de Enel, considerando su impacto social y ambiental, y buscando hacer siempre lo correcto en el relacionamiento con sus grupos de interés. En tal sentido, se promueve el respeto por los derechos humanos, y se toma en cuenta el conocimiento, la experiencia y factores sociales, culturales y lingüísticos del público al que se dirigen los mensajes.

La Compañía define su participación en medios de comunicación, eventos y patrocinios de manera consciente y responsable. El contenido se presenta para que se reconozca como un anuncio publicitario, un contenido comercial o un contenido editorial, según sea el caso, evidenciando la marca o empresa anunciante.

Campañas publicitarias y contenido editorial pago

En 2024 se realizaron tres campañas publicitarias para promover temas asociados a la infraestructura y redes de la Compañía para la distribución de energía, con una mezcla de medios entre ATL, BTL y digital.

Como se ha hecho durante los últimos años, se desarrolló “Accidentes a terceros” una campaña orientada a promover comportamientos seguros frente a las redes eléctricas, con el objetivo de evitar riesgos al entrar en contacto con la infraestructura eléctrica, prevenir incapacidades vitalicias o incluso la muerte en el caso de los trabajadores de obra civil, o simplemente el que un ciudadano común se asome por la ventana de su casa. Para esto se abordó un concepto basado en los pilares enseñar y empoderar desde una perspectiva de cuidado comunitario, con frases como “Juntos nos cuidamos” y “Cuido a los que quiero”, además de informar cuáles son las acciones adecuadas en caso de que se dé el accidente eléctrico.



Para divulgar estos mensajes, se utilizó por primera vez la red social *TikTok*, además de los medios usuales que son radio, pantallas en minimercados de las localidades más afectadas, medios digitales como Google, Meta, entre otros.

También se trabajó la campaña "Cultura de Legalidad", enfocada a prevenir el hurto de energía e incentivar el reporte de este delito, explicando que esta práctica atenta contra la vida y que denunciarlo es una manera de cuidar a nuestras familias. Estos mensajes fueron compartidos a través de radio, pantallas de tiendas de barrio y pauta digital.

Durante el último trimestre del año se implementó la campaña "Navidad Segura" para reforzar las consecuencias del hurto de energía, que incrementa en la época decembrina a causa de los alumbrados y a las dinámicas de comercio turístico. Esta campaña publicitaria se desplegó en medios que no se habían utilizado antes, como novenas de aguinaldos y separatas de periódicos, además de las usuales cuñas radiales, bastidores del sistema de transporte público de Bogotá y pauta digital en *YouTube*, *Programmatic*, *AdsMovil* y *AON digital*.

En el frente de activaciones BTL, para Cultura de legalidad se mantuvo al personaje "Doña Luz", una mujer de barrio cercana y amigable que visita los lugares más impactados por el hurto de energía para compartir información personalizada mientras entrega volantes y pasabocas. En el caso de Navidad segura, el personaje fue un "Papá Noel" que estuvo presente en las tres zonas en las que más se venden alumbrados y productos electrónicos para navidad, haciendo volanteo y hablando con las personas sobre las consecuencias de hurtar energía y manipular indebidamente los elementos de conexión eléctrica.

En total, entre estas tres campañas se invirtieron **$441.656.683 COP.**



La divulgación de los trabajos programados de modernización, mantenimiento, cambio y ampliación de la infraestructura eléctrica en Bogotá y Sabana se hizo a través de Publimetro.co, mientras los de Cundinamarca se comunicaron a través de cuñas en emisoras locales o perifoneo, y en algunos casos también en los avisos parroquiales de diferentes iglesias. En total, se invirtieron más de $1.278.900.000 en esta labor, que permite a los usuarios enterarse de las adecuaciones eléctricas de manera oportuna para reducir el impacto de las suspensiones temporales del servicio mientras se trabaja para mejorarlo.

Otra iniciativa a resaltar son los programas de radio Enel Corazón de Cundinamarca y Territorio de Luz. Del primero se emitieron 7 capítulos en las emisoras Cristalina, Jazmar, Vilmar y Toca (de Cundinamarca) y Radio red (de Bogotá), cubriendo temas como el Fenómeno del niño, el reporte de fallas y los trabajos de la Compañía en Gualivá, para tener a los públicos informados de los principales asuntos que les impactan en sus áreas de residencia.

Para la línea de negocio de generación de energía, *Enel Green Power*, se desarrollaron los programas de radio Enel Corazón de Cundinamarca, que se emiten en Guavio, Huila y Río Bogotá; y Territorio de Luz, dirigido a las zonas de influencia de los parques solares Guayepo y Fundación. Durante el 2024, se emitieron en total 34 episodios informando avances de obra y compartiendo el aporte de Enel Colombia al desarrollo social, ambiental y económico de los territorios mencionados, gracias a los programas de valor compartido y a las alianzas hechas con la comunidad, las alcaldías y las juntas de acción comunal en el desarrollo de proyectos que mejoran la calidad de vida de los ciudadanos.

Formatos pagos en medios de comunicación como los programas de radio mencionados, así como podcasts y publirreportajes digitales e impresos caen dentro de la clasificación de contenido editorial pago, los cuales permiten mover temáticas de interés para la organización, especialmente en las dimensiones de reputación que hablan sobre la oferta y la ciudadanía. En 2024 se realizó un total de 39 contenidos pagos, que se distribuyeron de la siguiente manera:

Producto	Temática	Dimensiones de reputación
12 cápsulas radiales	Apuesta por la energía solar con la inauguración de nuevos parques de generación y toda la contribución en el aspecto social y ambiental de los proyectos en sus áreas de influencia.	Ciudadanía Oferta Innovación Liderazgo
14 programas de radio	Época de sequía, el fenómeno de El Niño y sus impactos en la prestación del servicio, los reportes de fallas de energía, y los aportes de la empresa a las comunidades aledañas a las plantas de generación hídrica y solar.	Ciudadanía Oferta
2 *podcasts* de 20 minutos RCN digital	Profundiza en los temas sociales y ambientales antes descritos.	Ciudadanía
7 publirreportajes digitales 4 publirreportajes impresos	Generación solar y en la importancia de la infraestructura de distribución de energía y su impacto en la competitividad de Bogotá y Cundinamarca.	Ciudadanía Oferta Innovación Liderazgo

En la selección de medios se buscó un *mix* entre alcance nacional con público masivo y empresarial, y otros medios locales y regionales que permitieron llegar a poblaciones y comunidades de las áreas de influencia en Cundinamarca, el caribe colombiano, Guavio, Huila y Río Bogotá. La inversión para Colombia y Centroamérica en contenidos pagos fue de 37.823 dólares americanos.

Fechas especiales

Dentro de la estrategia de contenido global y local, Enel identifica anualmente aquellas fechas especiales que contemplan celebraciones, conmemoraciones y/o aniversarios relevantes de los cuales se pueda apalancar para mover temas en línea con la estrategia de reputación y el plan de comunicación planteado. En ese sentido, en 2024 se generaron contenidos alrededor de 45 fechas especiales en canales de propia fuente, internos y externos. El 46% de los contenidos se construyeron en la dimensión de Ciudadanía; 23% en la dimensión de Trabajo; 19% en la dimensión de Oferta; 9% en la dimensión de Integridad y 3% en la dimensión de Innovación. Los temas y mensajes resaltados más importantes en línea con las prioridades corporativas tuvieron que ver con la educación, la protección y cuidado del medio ambiente, la energía como motor de progreso, la eficiencia energética, el bienestar, la salud y seguridad de las personas, y la promoción de la diversidad y la equidad de género.



Premios y reconocimientos

En 2024 Enel Colombia se postuló a distintos premios y reconocimientos de relevancia para el sector de energía y el mundo corporativo que aportan a la consolidación de varias de las dimensiones de reputación, algunos de los cuales se destacan a continuación.

En temas de innovación, según la Asociación Nacional de Industriales -ANDI-, Enel Colombia ocupó la posición #19 del *ranking* de empresas más innovadoras del país, entre 389 compañías participantes. Este reconocimiento busca resaltar aquellas innovaciones que están transformando a Colombia, la tendencia en inversión, los resultados económicos, la evolución de las patentes y nuevos desarrollos dentro de las firmas colombianas. Enel Colombia destacó con la tecnología "ToGo Lidar Helicoportado", la cual funciona a través de una nube de puntos laser que realiza una réplica virtual del entorno (gemelo digital) para recopilar datos del mundo real y escanear con exactitud los objetos, infraestructuras y toda la superficie, mediante un sistema en helicóptero para tomas aéreas en zonas rurales a las que no se tiene acceso.

En materia de gestión del talento humano, diversidad, inclusión y equidad de género, la Compañía recibió el reconocimiento en el 4to lugar como "Empresa de los sueños" como una de las empresas más admiradas por los jóvenes. Este surge como resultado de una encuesta realizada a más de 6 mil colombianos, estudiantes y recién egresados de la universidad, quienes valoran la calidad de vida, el desarrollo constante y la flexibilidad como aspectos clave a la hora de elegir un trabajo. La compañía resaltó como un lugar que fomenta el aprendizaje, la innovación, la diversidad y el crecimiento en un ambiente único de trabajo.

En Guatemala, la revista SUMMA le otorgó a Enel Colombia dos posiciones en los rankings de "Talento Humano" y "Empresas Inclusivas, Diversas y Equitativas", #29 y #32, respectivamente, con los cuales se le reconoce entre los mejores empleadores del país en por su innovación en los procesos de gestión, atracción y retención del talento humano, y mejores prácticas en inclusión, diversidad y equidad. En ese mismo país, el Ministerio de Minas y Energía de Guatemala, destacó a la empresa con la distinción de "Mujeres con energía" como un reconocimiento a lideresas referentes en el sector eléctrico, por su trayectoria profesional y gran aporte.

En el ámbito de la Sostenibilidad, Enel Colombia se consolida como ganador del ODS16 – Paz, Justicia, Instituciones sólidas–en el reconocimiento a las "buenas prácticas de desarrollo sostenible" de Pacto Global, entre 243 iniciativas presentadas, por su actuación responsable frente a sus "Programas de paz". Se trata de 5 proyectos orientados a mejorar la calidad de vida de las comunidades que se encuentran en sus áreas de influencia y que históricamente, han sido vulnerables e impactadas por el conflicto armado colombiano. Los proyectos versan sobre el mejoramiento de infraestructura escolar y comunitaria, acceso a servicios básicos (agua y energía), fortalecimiento comunitario y formación en el cuidado del medio ambiente, apoyo a cadenas productivas, reinserción laboral y dotación escolar mediante principios de economía circular que le dan una segunda vida a los uniformes de la operación.

Por su parte, la Secretaría Distrital de Ambiente, resalta el esfuerzo de la Compañía en implementar "Techos verdes y jardines verticales" como parte de su compromiso patente con la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos. Enel Colombia logra este reconocimiento con sus dos edificios corporativos ubicados en la Calle 93 con 13, en Bogotá, por la implementación de este tipo de iniciativas que fortalecen la infraestructura verde de la ciudad.

En Guatemala, la revista SUMMA, incluye a la Compañía en el *ranking* de las "Empresas más sostenibles de la región", en la posición #18, resaltando su capacidad de operar en armonía con el medio ambiente al implementar buenas prácticas que permiten reducir su huella ecológica, cuidar a su talento humano y asegurar la continuidad de la operación en sus plantas de generación.

Por último, Pacto Global Red Colombia, también reconoció a Enel Colombia por sus "Buenas prácticas de DDHH y empresas", junto a otras siete compañías que mostraron "Estándares internacionales en acción" gracias a los proyectos de Programa de Mujeres en áreas core de negocio, que busca fomentar la participación de lideresas en áreas técnicas que tradicionalmente han sido ocupadas por hombres, y por el Programa para desarrollo de proveedores de carbón del interior del país (minería subterránea), el cual busca brindar herramientas que los ayuden a cumplir con las normas relacionadas con salud y seguridad en el trabajo, pagos que estén bajo el marco normativo colombiano, erradicación del trabajo infantil, en el marco de la construcción de una política de respeto y promoción a los derechos humanos en sus áreas de influencia y en sus operaciones, que además proteja a sus empleados ante todas las formas de discriminación.



Eventos, patrocinios y actos públicos

Enel Colombia como todos los años consolidó su participación en importantes escenarios del sector energético, dando una alta notoriedad de imagen de marca y demostrando ser un protagonista relevante como un interlocutor veraz que propone temáticas de gran acogida entre los asistentes a los eventos y patrocinios en los que participa en temas de transición energética, eficiencia energética, innovación, seguridad energética, y sostenibilidad.

En 2024, la Compañía participó en 33 patrocinios en Colombia, 5 en Panamá y 6 en Guatemala, impactando a más de 67.200 personas. Dentro de los patrocinios destacados se encuentran el 7mo Encuentro y Feria de renovables Latam, donde la marca Enel Green Power se ha posicionado como el patrocinador general del evento, y donde participó en diferentes foros desarrollados por medios de comunicación.

En Colombia este año se exploraron nuevas oportunidades de patrocinio de eventos culturales y deportivos de la ciudad de Bogotá que se consolidaron bajo el concepto de "Enel te acompaña en la ciudad" y le permitieron a la Compañía acercarse de manera distinta a la ciudadanía para brindar información relevante y continuar fortaleciendo el posicionamiento de marca. Así participó como patrocinador de importantes escenarios de Bogotá como el Festival de Verano, el Festival Internacional de Artes Vivas (FIAV) y los 50 años de la ciclovía de la ciudad, logrando un impacto de cerca de 48.000 personas y la entrega de más de 10.500 obsequios y materiales de marca. Estos espacios le permitieron, entre otras cosas, brindar información relevante acerca de sus canales de atención, vuelo seguro de cometas, conocimiento general acerca de la operación del mundo de la energía, cómo reportar fallas eléctricas y hurtos de energía, y consejos prácticos para evitar riesgos eléctricos en el hogar.

De igual forma, la Compañía buscó y promovió la participación de sus voceros en 108 actos públicos en Colombia y Centroamérica. Diferentes trabajadores representaron a la Compañía como referentes y expertos en temas del plan de negocio y su estrategia, mostrando un sólido liderazgo corporativo. Algunos de los eventos destacados en Colombia fueron: la Ponencia de Éxitos y desafíos de proyectos renovables en Colombia, el 7mo Encuentro y Feria Renovables Latam, los paneles de transición energética de Expo-ProBarranquilla, el foro en El Espectador y El Tiempo, con la participación del Gerente General en un espacio de ProBogotá denominado Seguridad energética. Por su parte, en Centroamérica se destacaron: la ponencia de Sostenibilidad en el Congreso Ser, el panel de mo-



vilidad sostenible en Amegua y la ponencia de beneficios de la transición energética en el foro del mercado eléctrico nacional de Panamá. Cada una de las participaciones contribuyen al reconocimiento de Enel Colombia como una compañía comprometida con la entrega de una energía confiable y segura, que apalanca la transición energética en las regiones y además de contribuye con el desarrollo sostenible a través de la ejecución de proyectos que apalancan el crecimiento del sector con la generación de valor compartido con las comunidades y para todos sus públicos de interés.

Dentro de la gestión propia, se realizaron 105 eventos externos e internos, 93 en Colombia y 12 en Centroamérica, con el propósito de fortalecer las necesidades de divulgación de temas relevantes y procurando el relacionamiento con sus diferentes públicos de interés. Con estos eventos se impactaron a 16.995 personas.

Dentro de los eventos que más se destacaron durante el año se encuentra la Primera Rodada Enel dirigida a clientes empresariales para aficionados al mundo del ciclismo. Este espacio buscaba fortalecer los lazos comerciales que tiene la compañía con sus clientes del segmento B2B en Colombia en lugares distintos al corporativo y llevarlos al contexto deportivo. Igualmente, como parte de la estrategia de fidelización se dieron otros encuentros de carácter formativo mediante seminarios de Eficiencia Energética en Barranquilla, Cali y Bogotá para clientes del mercado no regulado.

Se realizó el evento Enel Energy Fest en Panamá y Guatemala, un espacio para afianzar la relación con los clientes, compartir experiencias entre los asistentes y escuchar sus necesidades. Durante el evento, se logró fortalecer lazos comerciales al brindar atención personalizada y explicar los proyectos que Enel desarrolla en la región. Además, entre los objetivos planteados para este evento se encontraba el posicionamiento de la Compañía como un importante socio estratégico en la industria.

Realizamos la conferencia "Perspectivas Económicas en Colombia 2025" dirigido a clientes del mercado no regulado y gestionado por la gerencia *Energy and Commodity Management* en el que se presentaron datos relevantes de la economía colombiana y el impacto en la industria energética, como resultado del estudio realizado por Fedesarrollo de la mano con su director Luis Fernando Mejia.

Como un gran hito dentro de la cartera de proyectos de generación solar, se llevó a cabo la inauguración del Parque Solar La Loma, considerada hasta ese momento como la planta de generación con energía solar más grande del país conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta planta genera 420 GWh/año, energía capaz de abastecer a 600 mil personas, y evitar la emisión anual de 198 mil toneladas de CO2 a la atmósfera. Para el evento se contó con la participación del Presidente de la República, Gustavo Petro, el Viceministro de Energía de Colombia, Eduardo Campillo, y el Director de los países fuera de Europa del Grupo Enel, Alberto De Paoli, entre otros representantes de gobierno, comunidad, sociedad civil y trabajadores del proyecto.



MEDIOS PROPIOS Y ESTRATEGIA DIGITAL

En 2024, la estrategia digital de Enel Colombia y Centroamérica se centró en consolidar el ecosistema digital de la marca como el líder en la industria energética de Colombia, con un enfoque en generar entendimiento por el aporte de la compañía a la transición energética y coyuntura del país. Además, es importante destacar que, durante el año en mención, los canales digitales de Colombia expandieron sus temáticas para incluir los hitos de la operación en Panamá, Costa Rica y Guatemala, lo que permitió mostrar el trabajo que realiza la compañía ante audiencias de los cuatro países donde opera.

Los contenidos que se generaron en los canales propios del entorno digital buscaron mostrar el desarrollo de los proyectos de energías renovables, la modernización en la infraestructura eléctrica y el impacto positivo en términos sociales y ambientales en las zonas donde se encuentran los activos de la compañía. Bajo este enfoque, se propuso comunicar de manera consistente y humana las iniciativas e hitos de las diversas líneas de negocio tanto en Colombia como en Centroamérica, buscando crear una conexión emocional con la audiencia.

Al mostrar de forma permanente cómo "la energía está presente en cada momento de nuestras vidas", la estrategia buscó hacer más sencilla y de fácil comprensión la comunicación en redes sociales con formatos audiovisuales atractivos, en algunos casos con apoyo de usuarios externos que permitieron mostrar de una forma cercana y cotidiana cómo la energía impulsa la transformación de las ciudades y municipios donde opera la compañía. La coherencia en los mensajes y la claridad en todas las plataformas, como premisas clave de la comunicación en los canales propios, permitieron maximizar el impacto del contenido, incrementando el *earned media* y fortaleciendo la relación con los perfiles de interés.

Por otra parte, se obtuvieron 70.788.564 vistas a la página web, lo cual representó una disminución del 12% respecto con el año anterior; sin embargo, las visitas únicas tuvieron un aumento del 4,3%, alcanzando los 9.987.153. Las páginas más visitadas fueron la de *Botón de pago (PSE), Factura exprés, Home, Ärea privada, Acess My Enel* y *Chat de atención.* El tiempo promedio de cada visita al sitio web fue de 5:29 min, un indicador que permite evidenciar el interés que generó el sitio web en el usuario, teniendo en cuenta que la mayoría de las visitas tienen fines transaccionales e informativos.



Redes sociales y presencia digital

Sitio web	Enel Colombia
Publicaciones	44
Visitantes únicos	9.987.153
Vistas de la página	70.788.564
LinkedIn	
Publicaciones	403
Seguidores	108.764
Impresiones	1.972.113
Interacciones	203.115
Facebook	
Publicaciones	605
Seguidores	35.301
Impresiones	17.225.962
Interacciones	767.054
X	
Publicaciones	1.107
Seguidores	56.472
Impresiones	2.034.381
Interacciones	61.873
YouTube	
Publicaciones	50
Suscriptores	20.500
Vistas de videos	1.277.578
Instagram	
Publicaciones	261
Seguidores	17.527
Impresiones	2.128.230
Interacciones	444.536

GESTIÓN MEDIÁTICA

Como se mencionó al inicio del capítulo de Comunicaciones, el 2024 fue un año de grandes desafíos para el sector energético, debido al impacto de fenómenos climáticos como El Niño, que representó la disminución de los niveles de los embalses de generación, incendios que afectaron las redes de eléctricas, impactos en el precio de la energía, y la activación del estatuto de riesgo de desabastecimiento. A esto se sumaron situaciones como la intervención del gobierno sobre una de las principales empresas energéticas de la Costa, entre otros hechos.

Bajo este contexto, Enel continuó desarrollando contenidos pedagógicos para mantener a la población informada, generar mayor cercanía y fortalecer la reputación. Los medios de comunicación fueron aliados en la divulgación de contenidos que destacaron iniciativas de la Compañía que aportan a la transición energética, a la calidad y confiabilidad del suministro, y al servicio al cliente.

La gestión de *free press* alcanzó un total de 1.032 publicaciones, con las que se generó un retorno de inversión de 15.888.423.438 millones de pesos. Adicionalmente, alrededor del 66% (681 publicaciones) son resultado de la divulgación a medios de 87 comunicados de prensa a lo largo del año.

Así mismo, la Compañía gestionó mediáticamente algunas situaciones sensibles: fallas en el servicio de energía, circunstancias específicas con las comunidades y bloqueos a plantas de generación, entre otras, a través de pronunciamientos oficiales.

En el marco del contexto sectorial y la agenda mediática, se destacaron contenidos como la llegada de Francesco Bertoli como Gerente General de Enel Colombia y Centroamérica; los aportes sociales, económicos y ambientales que realizó Enel bajo su la estrategia de sostenibilidad y ambiental, en sus zonas de influencia; las iniciativas de educación que se desarrollaron durante el año, y la adjudicación de seis proyectos en la subasta de cargo por confiabilidad.

Respecto a temas relacionados con generación de energía y la línea de negocio Enel Green Power, se generaron 415 publicaciones en medios relacionadas con el aporte de la Compañía a la transición energética donde se destacó la inauguración de la planta

fotovoltaica La Loma, el inicio de la construcción de los parques solares Guayepo III y Atlántico; y la declaración de la operación comercial de El Paso, La Loma, Fundación y Guayepo I&II.

Sobre la distribución de energía y la línea de negocio Enel Grids, se obtuvo un total de 183 publicaciones en medios de comunicación y 47 comunicados de prensa. Las temáticas que generaron alto nivel de interés de los medios a lo largo del año fueron las cifras de hurto de energía e infraestructura eléctrica y las acciones implementadas para prevenir este delito; los riesgos y las acciones para mitigar las posibles afectaciones de los fenómenos climáticos; las modernizaciones o mantenimientos que se adelantaron para mejorar la calidad del servicio en Bogotá y Cundinamarca, y el desarrollo de infraestructura como la subestación Techo.

Respecto a la comercialización de energía, la comunicación masiva en medios posicionó la implementación de la facturación electrónica, un hecho de interés para los clientes. Por otro lado, iniciativas como el desarrollo de sistemas fotovoltaicos empresariales y la divulgación de la carrera atlética Enel X *Night Race*, posicionaron a Enel X, como línea de negocios de Enel Colombia, que le apuesta a otros usos de la energía. En total, esta línea de negocio obtuvo 120 publicaciones en medios de comunicación, que representan aproximadamente $1.600 millones de pesos en *free press*.

En la misma línea de generación de contenido con nuevos formatos que le apunten a la comunicación pedagógica y cercana masiva, se lanzó la segunda temporada del *podcast* Enel Corazón de la Energía. Con un formato más cercano que incluye mensajes más empáticos y sencillos, y con cuyo registro en video se alcanzaron 1.179 reproducciones en las plataformas de audio y 862 reproducciones en *YouTube*.

Gestión mediática en Centroamérica

Se gestionaron 11 comunicados de prensa en Centroamérica (Panamá, Costa Rica y Guatemala) con los que se obtuvo un total de 236 publicaciones. Entre los temas destacados se encuentran los programas de valor compartido, como Tejiendo Sueños con Energía, los 40 años de la Central Hidroeléctrica Fortuna en Panamá y el inicio de la operación comercial de los parques solares Baco y Madre Vieja.

En 2025, Enel Colombia continuará apalancando la reputación de la Compañía a través de la gestión mediática, en el marco de un entorno retador, apuntando a acercar la energía, el servicio y las acciones de la empresa a la opinión pública y a sus clientes.



GESTIÓN DE CRISIS

Enel Colombia cuenta con un modelo de gestión de reputación que contempla el manejo de crisis para mitigar impactos negativos. Se enfoca en abordar, integrar y monitorear los escenarios críticos y sensibles que ocurren a lo largo del año. Bajo el mismo, la gestión de la reputación se realiza de manera articulada entre las líneas de negocio y áreas de *staff*, junto al liderazgo de los equipos de Comunicaciones, Seguridad, y en algunos casos la Gerencia General. Para ello se emplean distintas herramientas de seguimiento interno y la labor permanente de monitoreo de medios y redes sociales. Un adecuado mapeo de los riesgos reputacionales permite a Enel Colombia contar con planes preventivos de crisis, así como el accionamiento de comités especiales para atender emergencias en caso de eventos críticos.

Como parte de la gestión realizada en 2024, se atendieron situaciones identificadas como adversas de acuerdo con la política de Gestión de Eventos Críticos que tiene la Compañía en Colombia, principalmente asociadas a manifestaciones y bloqueos en las centrales hidroeléctricas de la Cadena río Bogotá. La gestión incluyó identificar el escenario crítico, el accionamiento de los comités de crisis, la administración de la información y divulgación de contenidos a los medios de comunicación y otros públicos de interés (pronunciamientos, comunicados de prensa, cuñas radiales, folletos, boletines informativos y entrevistas), el apoyo en el manejo de comunidades y el monitoreo constante de las necesidades e inquietudes de los diferentes actores frente a los eventos en cuestión.

Además, como parte de los planes preventivos, se trabajó en un plan de comunicación de cara a un posible fenómeno de La Niña que permitiera abordar la situación desde diferentes aristas, incluidas la pedagogía, la reacción y la gestión de una eventual crisis ocasionada por este evento climático. Este plan incluyó la preparación de un protocolo de actuación de la empresa alineado con las demás áreas de apoyo.



COMUNICACIÓN INTERNA

Uno de los principales retos en 2024 fue comunicar a los trabajadores los cambios en las directrices organizacionales y las nuevas prioridades en las que la Compañía debía enfocar sus esfuerzos en Colombia y Centroamérica. Se anunció el cambio en la Gerencia General, y tres meses después de la llegada del nuevo Gerente, se socializaron las prioridades para 2024 en un evento híbrido. Este contó con la participación de 200 asistentes presenciales y 1.600 virtuales.

A lo largo del año, se brindó apoyo a los negocios y áreas de Staff en el desarrollo de campañas, planes de divulgación y en la creación de contenido para resaltar su gestión y alineación de los trabajadores con los objetivos estratégicos. Como resultado, se implementaron 23 campañas y 22 planes de divulgación, y se publicaron 717 noticias a través de los canales internos de comunicación.

Se lideró la estrategia de Marca Empleadora ***#TalentosQueBrillan***, cuyo objetivo es atraer y retener al mejor talento, generando orgullo por la marca Enel tanto en los trabajadores como en personas externas. La estrategia incluyó la divulgación de 19 historias de empleados, en las cuales, a través de sus experiencias de vida, se resaltaron los beneficios de calidad de vida dentro de Enel, el desarrollo de proyectos de innovación, el impacto en la construcción de ciudadanía y el aporte de la prestación del servicio de energía para el país.

Dentro de las iniciativas que contribuyeron al fortalecimiento de la Marca Empleadora entre los empleados, se destacó ***Mi Enel Fest***. A través de charlas, eventos y contenidos en diversos canales, la campaña recordó el valor de los beneficios que ofrece Enel a sus empleados. Como resultado, se alcanzaron más de 5.115 visualizaciones.

Las campañas orientadas a promover la cultura ética y de innovación también fueron protagonistas de la comunicación interna en 2024. Con contenido pedagógico e interactivo, que presentaba casos cotidianos que ponían a prueba el actuar de los empleados, la ***Semana Ética*** obtuvo más de 1.000 visualizaciones. Asimismo, se dedicó un día especial al valor de la innovación con el ***Innovability Day***, evento que incluyó a 450 personas en una charla inspiradora de alto nivel, actividades interactivas y en la exposición de proyectos innovadores.

Los empleados también fueron protagonistas de iniciativas sostenibles de alto valor para las comunidades vulnerables de nuestras áreas de influencia. En el marco de la campaña ***Tejiendo Sueños con Energía***, más de 850 empleados donaron su dotación o uniformes, con los que se confeccionó más de 4.500 morrales para ser entregados a niños y niñas. Además, más de 500 empleados se unieron a la iniciativa ***Adopta un Angelito***, que permitió entregar regalos de Navidad a 900 beneficiarios, entre niños, niñas, abuelitos y personas en situación de discapacidad.



El posicionamiento de los ***nuevos valores corporativos***, que definen la identidad y la cultura organizacional, también tuvo un espacio relevante en la comunicación interna. Durante el segundo semestre, se dio a conocerlos cuatro valores definidos por el Grupo y su importancia: innovación, proactividad, confianza y respeto.

A finales de 2024, se lanzó un nuevo canal de comunicación llamado ***"En Contacto"***, un espacio en el que la Gerencia General conversa de manera abierta con los empleados sobre la realidad corporativa y las novedades del sector en los cuatro países de la región. Con un formato innovador de mesa de trabajo estilo radio, más de 1.500 personas participaron en este espacio que contribuye alineación estratégica interna.

GESTIÓN DEL DESEMPEÑO DE COMUNICACIONES

Se realizó un análisis al 100% de los servicios que se encontraban en la planeación de licitaciones de Colombia y los 3 países de Centro América para el 2024, así como a los contratos que fueron adjudicados bajo un esquema de activación anual con el fin de buscar sinergias y oportunidades de renegociación entre el alcance de los diferentes servicios y el control de gastos.

Para la línea de negocio de generación de energía, se implementó la política de gestorías de contratos y los procesos relacionados a esta en los 3 países de Centroamérica generando la normalización para el 100% de los contratos activos y los nuevos contratos adjudicados.





CAPÍTULO **4**

Una Gestión Interna que Apalanca **RESULTADOS**



GESTIÓN DEL PERSONAL



NUESTRA GENTE Y SU VALOR

El objetivo de la gestión del talento humano es propiciar un entorno de trabajo coherente que tenga como eje principal el desarrollo del máximo potencial de las personas. De manera que los procesos de gestión de las personas se reflejen en el bienestar de los trabajadores y equipos, así como en los resultados de la Compañía.

Las acciones enfocadas para la gestión, desarrollo y motivación de las personas se basan en un único direccionamiento estratégico y *pipeline* a nivel de Grupo, así como en la búsqueda de dar respuesta a las principales necesidades particulares que tiene la Compañía y su gente a nivel local. De manera, que se gestionan proyectos que están interrelacionados con foco en la cultura, en el desarrollo y bienestar de las personas, la digitalización y la simplificación de procesos, logrando una organización cada vez más flexible y diversa, con énfasis en la gestión de datos, plataformas y modelos de trabajo que se ajustan a las nuevas maneras de trabajar. Con el objetivo de promover y valorar la confianza, la flexibilidad, el respeto, la innovación y la proactividad, para abrir paso a un espacio que incentive cada vez el espíritu emprendedor de todas las personas al interior de Enel.

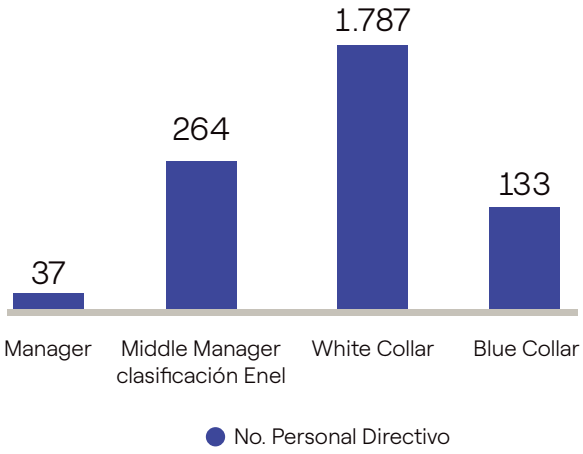
Cifras

Al cierre del 2024 Colombia cerró con una plantilla de personal de 2221 trabajadores, presentando una disminución en un 2,2% con respecto al cierre del año inmediatamente anterior, esta reducción se debe principalmente a las renuncias voluntarias presentadas en las funciones de Enel Grids, Enel X, *Energy and Commodity Management* y *Legal*. Centroamérica cerró para el 2024 con una plantilla de personal de 196 trabajadores, inferior en un 9,3% con respecto al cierre del año inmediatamente anterior, debido principalmente a las renuncias voluntarias y a las sinergias organizativas producto de la integración con Colombia. La clasificación según la categoría de cargo se detalla a continuación:

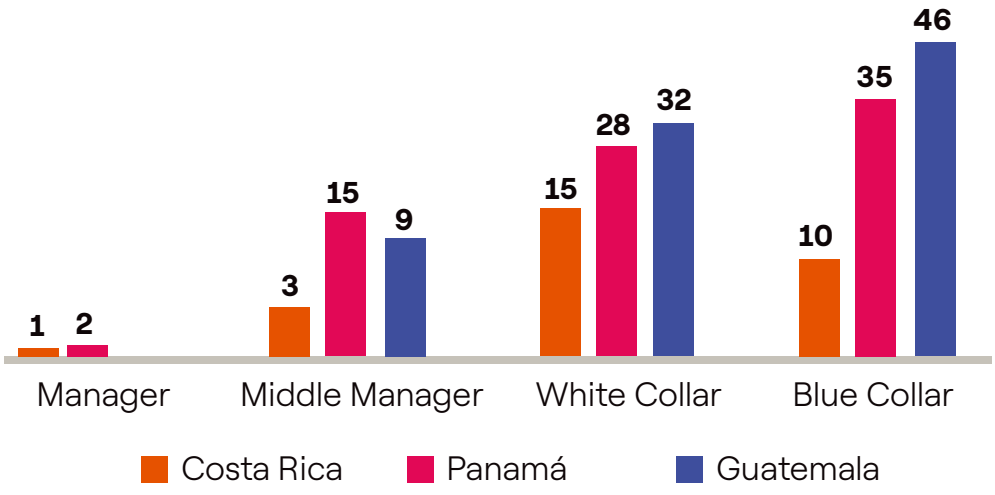
PLANTILLA DE PERSONAL DIRECTO AL 31.12.2024 POR CATEGORÍA DE CARGO



COLOMBIA



CENTROAMÉRICA



Adicionalmente, Enel Colombia cerró en 2024 con un total de 95 aprendices (regulado por cuota Sena) y 129 practicantes universitarios (convenios con universidades). Para Centroamérica no se cuenta con aprendices y/o practicantes a cierre de 2024.

En Enel Colombia y Centroamérica se implementan prácticas para promover la inclusión y equidad de género entre sus colaboradores, acorde con esta estrategia, el total de mujeres vinculadas al cierre de año para Enel Colombia fue de 768 trabajadoras, lo que representa un 34,6% del total de la plantilla. El número de mujeres vinculadas en Centroamérica fue de 51 Trabajadoras, lo que representa un 26,0% del total de la plantilla.

Rotación

En el 2024 el índice de rotación laboral[1] para Enel Colombia fue del 6,2%, esto debido principalmente a las renuncias voluntarias en las líneas Enel *Green Power and Thermal Generation*, Enel *Grids* and *Innovability* y *Energy* and *Commodity Management*.

Para Costa Rica el índice se ubicó en un 10,3%, Guatemala por su parte obtuvo un índice de 8,0%, Finalmente, Panamá tuvo un índice de rotación de personal de 16,3%, lo anterior se presentó principalmente por renuncias voluntarias en las líneas de negocio Enel *Green Power and Thermal Generation* y *Energy and Commodity Management*.

País	Rotación 2024
Colombia	6,2%

País	Rotación 2024
Costa Rica	10,3%
Guatemala	8,0%
Panamá	16,3%

Índice de renuncias voluntarias

El índice de renuncias voluntarias[2] en el 2024 para Enel Colombia fue de 3,8%, presentando un decrecimiento respecto del año pasado; Costa Rica obtuvo un índice de 10,3%, el cual es superior al de 2023 debido al aumento en las renuncias voluntarias, Guatemala obtuvo 4,6% como índice, superior al año anterior. Finalmente, Panamá tuvo un índice de 3,8%, el cual fue mayor frente al año 2023.

1. Número de retiros totales / Plantilla final de la Organización

   Con el objeto de homologar las metodologías de cálculo con la línea global de P&O se realizó ajustes en la fórmula de cálculo utilizada para determinar el Índice de Rotación. es importante destacar que este cambio en la fórmula impide la comparación directa con los datos de años anteriores.

2. Renuncias voluntarias / Plantilla final de la Organización



Colombia

84 Renuncias voluntarias	2.221 plantilla media acumulada	3,8% frente al total plantilla

Costa Rica

3 Renuncias voluntarias	29 plantilla media acumulada	10,3% frente al total plantilla

Guatemala

4 Renuncias voluntarias	87 plantilla media acumulada	4,6% frente al total plantilla

Panamá

3 Renuncias voluntarias	80 plantilla media acumulada	3,8% frente al total plantilla

Movilidad interna

El indicador de movilidad interna[3] hace referencia a los cambios de rol que un trabajador puede realizar o elegir al interior de la compañía, especialmente al pasar de un área organizacional a otra diferente, o a los cambios de nivel de cargo que se requieran debido a la ejecución de distintas actividades o incremento en las responsabilidades.

PAÍS	TIPO	DEFINICIÓN	FEMENINO	MASCULINO
Colombia	**Promociones**	Selección directa + Concursos internos + Recategorizaciones	63	130
	Traslados	Selección directa + Concursos internos + Traslados	29	32
	Total movimientos internos		193	61

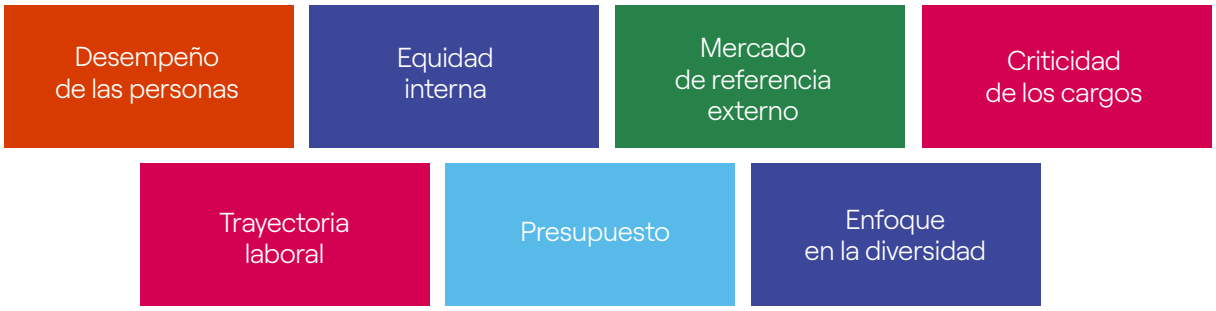
3. Movimientos Internos / Plantilla media acumulada de la Organización

Ósmosis

La iniciativa Ósmosis consiste en fomentar la rotación cruzada entre las líneas de negocio, por medio de la identificación y desarrollo de perfiles que tengan un enfoque flexible y de mente abierta. En Enel Colombia para el año 2024 85 personas tuvieron una rotación cruzada "ósmosis".

Compensación

La compensación salarial de las personas se realiza de manera transparente y objetiva, con la intención de impactar directamente la gestión de la Organización, el cuidado del talento y la diversidad. De este modo se logra atraer, retener y desarrollar el potencial del mejor talento humano, generando valor compartido para los accionistas, los clientes y los colaboradores:



Durante el año se ejecutaron las siguientes acciones de alineación al modelo:

- Dentro de la estrategia de ***monetary rewarding,*** para Enel Colombia se realizaron 196 nivelaciones salariales durante el año.
- Se entregaron 302 bonos de carácter no salarial.
- En Centroamérica se realizaron 103 nivelaciones salariales durante el año, 38 acciones fueron para personal convencionado (la anterior cifra corresponde únicamente para Panamá, ya que es el único país de Centroamérica que cuenta con personal convencionado) y 65 para personal fuera del convenio.

Brechas salariales[4]

En el caso de Enel Colombia se realiza un seguimiento de las brechas salariales según el género y la categoría laboral, con el fin de promover la igualdad salarial. En comparación con el año anterior, se presentó una disminución de la brecha salarial de 1,1% a favor de los hombres, sin embargo, la brecha se encuentra a favor de las mujeres en un 1,8%, posicionándose en 101,8%, el cual es un buen indicador dado que la compañía se encuentra en un punto cercano a 100% en el cual se estaría en completa equidad.

En el caso de CA la brecha salarial se mantiene a favor de las mujeres en 109%.

4. Para el indicador de brecha salarial, cuando es =1: Está equilibrado entre hombres y mujeres. Si es >1 es a favor de las mujeres, y si es <1 es a favor de los hombres.

Tipo de cargo	Manager	Middle Manager	White Collar	Blue Collar	Total
Colombia	93,2%	98,6%	98,8%	79,6%	101,8%
Centroamérica	n/a solo 3 HC hombres	105%	86%		109%

*Para Colombia el dato de *managers* de la brecha excluye al Top 200 y al presidente de la junta directiva.

Talleres de compensación

Se llevaron a cabo con la finalidad de dar a conocer cómo funciona el proceso de compensación, de una manera clara y transparente, a las personas en posiciones de liderazgo de la compañía. Durante el año 2024 se realizaron 17 talleres a 147 líderes llegando a cubrir al 87% con una calificación promedio de 4,85, en donde se explicaron los criterios que se usan para los análisis salariales, los factores que se tienen en cuenta para estos análisis (Equidad interna, competitividad externa, trayectoria laboral y desempeño), la composición de compensación fija y variable, se brindaron herramientas para que cada líder pueda responder preguntas básicas relacionadas a la compensación de sus colaboradores y se entregó información general del proceso.

Talento sin etiquetas: Diversidad e inclusión

El cuidado de las personas, la diversidad, equidad, inclusión y la pertenencia, son pilares clave en la gestión del talento humano y hacen parte de la apuesta estratégica de la Compañía.

Acciones transversales:

- A lo largo del año tuvieron lugar diferentes acciones comunicativas en fechas conmemorativas para fortalecer la cultura de la diversidad, equidad e inclusión, tales como conmemoración del Día Internacional de la mujer, Día contra la homofobia, la bifobia y transfobia, Mes del orgullo, Día de la no violencia contra la mujer, etc.
- Los equipos de *Business partners* organizaron iniciativas enfocadas en promover la diversidad, equidad e inclusión en las diferentes líneas, entendiendo las necesidades de cada perímetro. La difusión de cápsulas de diversidad con historias de impacto de mujeres en el negocio, talleres de huellas de DEI con los líderes, entre otros, fueron algunas de las acciones desarrolladas, con la participación de más de 1900 personas en la región.
- Desde la oferta de la Universidad Corporativa, se contó con la facultad de diversidad que ofrece las siguientes formaciones y que contó con la siguiente participación:
  - Rompe las barreras de lo inconsciente: Identifiquemos los sesgos: 41 participantes.
  - La responsabilidad compartida: Ni héroes ni heroínas: 61 participantes.
  - Cómo ser movilizadores de la diversidad: 18 participantes
  - Conferencia: Liderazgo Inclusivo y Diverso, con la participación de *Brigitte Baptiste* como conferencista y 250 asistentes.



Equidad de género:

- **Sello de Oro Equipares:** Desde 2015 Enel Colombia hace parte de la iniciativa Sello Equipares del Ministerio del Trabajo de Colombia, con el respaldo de la Consejería Presidencial para la Equidad de la Mujer y el apoyo técnico del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD.En 2018 se obtuvo por primera vez la certificación Oro y en el 2021 se recibe la recertificación. Con un trabajo dedicado y constante, en el 2023 se recibe por segunda vez la recertificación, siendo Enel la única empresa del sector minero-energético en obtener este reconocimiento. Durante el 2024, se adelantan acciones e iniciativas enfocadas en el mantenimiento de este importante reconocimiento
- **Comité de Diversidad P&O:** Al interior de la gerencia de P&O se cuenta con un comité conformado por el *manager*, los líderes de equipos de *Bussiness Partners*, los responsables del área de diversidad, equidad e inclusión y áreas especialistas involucradas en la gestión de la diversidad, reuniéndose de manera mensual para conocer los avances en torno a la gestión desarrollada con foco de género y diversidad e identificar acciones de impacto que promuevan la participación de más mujeres en espacios de negocio y estratégicos.

Indicadores

Porcentaje de trabajadores directos que son mujeres	34%
Mujeres Top 200	0%
Mujeres managers	30,6%
Mujeres Middle Managers	35,7%
Mujeres White Collar	37%
Mujeres Blue Collar	7,6%

Porcentaje de posiciones de liderazgo ocupadas por mujeres	35,2%
Vacantes ocupadas por mujeres	36%
Concursos internos & selecciones directas cubiertos por mujeres	36%
Ingresos externos cubiertos por mujeres	37%
Mujeres en plan de sucesión	52%
Retiros de mujeres	41%
Brecha salarial (+ a favor de las mujeres)	1,8%

- **Indicadores de género:** Por medio de un seguimiento mensual a más de 15 indicadores, se identificaron oportunidades puntuales en procesos o áreas para implementar acciones concretas que contribuyan a la igualdad de género. Se registraron un total de 167 personas en *shortlist* en 2024 de selección externa, con una participación del 52% de mujeres.

Diversidad sexual

- **Recertificación *Friendly Biz***: Con el fin de generar espacios libres de discriminación hacia las personas sexualmente diversas, en 2024 se da continuidad al sello *Friendly Biz* Corporativo, en alianza con la Cámara de Comercio LGBT.Se desarrollan 8 talleres *Friendly Biz* con la participación de 612 personas, en torno a generalidades de la diversidad y detalles importante para gestionar desde los procesos que tienen incidencia en la cultura de ni discriminación y diversidad. 53 de estas personas estaban en Centroamérica

Edad

Con el fin de dar apoyo en el inicio de la vida laboral de los estudiantes en prácticas se desarrollaron las siguientes acciones formativas:

Taller destaca tu marca personal: 56 estudiantes en práctica participaron de este taller dirigido a los estudiantes en práctica y aprendices, de manera semestral, con temas como: prepara tu hoja de vida, perfil en *LinkedIn* y prepararse para el mundo laboral, con una duración de 2 horas.

Nacionalidad

Se continuó activando el curso *online*: Conociendo las diferencias multiculturales y Construyendo Juntos Una Cultura Inclusiva y Diversa Para Enel para desarrollar la inteligencia intercultural y facilitar la interacción asertiva con personas de diferentes nacionalidades, culturas y costumbres; activo en la plataforma *Education*.

Discapacidad

En línea con el compromiso adquirido por Enel a través de la iniciativa Valuable 500 para desbloquear el valor social y económico de las personas que viven con discapacidad en todo el mundo, Enel genera estrategias pensando en los clientes y los colaboradores con discapacidad.

Con el objetivo de continuar sensibilizando alrededor de la discapacidad se comparte información asociada a la discapacidad por los canales de comunicación internos en donde se conmemoraron las fechas importantes en torno a esta dimensión de la diversidad.



Bienestar para nuestras personas

Beneficios no monetarios

El diseño, planeación y ejecución de actividades enfocadas en el bienestar integral de las personas en Colombia y Centroamérica es un factor primordial a la hora de pensar en el cuidado del talento. A través de diversas iniciativas, en el 2024 se busca impactar positivamente en la experiencia y fidelización de las personas, promoviendo el balance entre las dimensiones personal, laboral y familiar de su vida, oportunidades de desarrollo y la felicidad en las personas.

Para acercar a las personas a este propósito con una experiencia enfocada en las necesidades, los momentos de vida y el rol en la organización de cada uno, se cuenta con la herramienta digital denominada "beneficios a la carta", un espacio que le permite a las personas escoger y organizar el paquete de beneficios a los cuales accede durante el año, disponibles en cuatro grandes focos: Mi cuidado, Mi tiempo, Mis experiencias y beneficios monetarios.

Utilización de la plataforma beneficios a la carta 2024

15.583 redenciones

37% 63%

2.879 personas

Colombia	Panamá	Guatemala	Costa Rica
2.713	64	56	18

1 **Mi tiempo** 61,6%

2 **Mis experiencias** 33,6%

3 **Mi cuidado** 4,8%



Mis experiencias:

Bonos de experiencias: Dentro de la categoría de Mis experiencias para Colombia, el 89% de las personas con acceso al beneficio redimieron por lo menos un bono. Entre los productos más destacados se encuentran los bonos de Crepes & Waffles, Cine Colombia y restaurante Frisby las personas en Centroamérica reciben directamente su beneficio de mis experiencias, este se concedió el beneficio al 100% de la plantilla y cada país puede redimirlo con su proveedor.

- Panamá: Se entregaron un total de 80 experiencias a través de tarjetas físicas (*Gift Cards*) que pueden canjear en Arrocha, tienda departamental.
- Costa Rica: 29 colaboradores/as recibieron *Gift Cards* de tiendas
- Guatemala: 87 personas recibieron el beneficio a través de una tarjeta física llamada "Oh my card", la cual permite acceder a experiencias en distintos comercios ubicados tanto en Ciudad de Guatemala, como al interior del país.

Rincones y tortas navideñas: En Colombia se realizaron los rincones navideños y la entrega de tortas. Esta actividad impacta a más de 2.000 personas distribuidas en varias sedes. 8 rincones navideños se desarrollaron en 7 diferentes sedes. Adicionalmente en los edificios corporativos, el día del rincón navideño asistían hijos e hijas de las personas a actividades en la oficina que les permitían vivir el espíritu navideño, 168 niños participaron durante las dos jornadas.

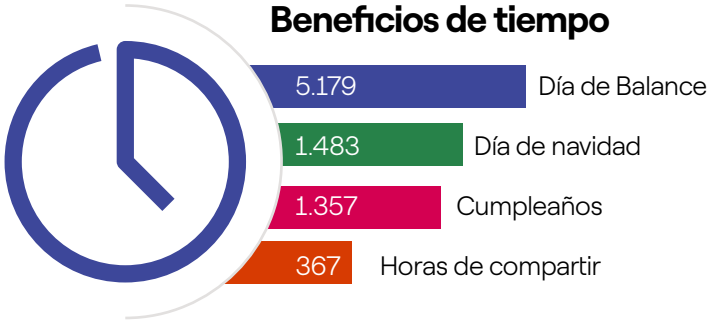
Vacaciones recreativas: Una experiencia que genera mucha ilusión y que se lleva a cabo en el 2024 son las vacaciones recreativas para niños entre los 6 y los 12 años en Colombia. Actividades de aventura que se desarrollan durante dos días del periodo de vacaciones para los hijos de las personas que trabajan en la empresa. Se inscribieron 224 niños y visitaron una granja sostenible y fueron a Suesca a hacer actividades de aventura. Para las personas que laboran o sus hijos se encuentran en zonas donde Enel opera diferentes a Bogotá, se entregaron 127 pasadías para disfrutar en diferentes centros recreativos ubicados en regiones como el Huila, Atlántico, Cesar y Cundinamarca.



Mi tiempo

Por su parte, para la categoría de Mi tiempo, los hombres representaron el 62% de las redenciones de beneficios (5.910 redenciones), mientras que las mujeres representaron el 38% (3.682 redenciones), sobresaliendo beneficios como el Día de Balance, el Día de Navidad y el tiempo de cumpleaños.

BENEFICIOS DE TIEMPO



Mi cuidado:

Dentro de la categoría de mi cuidado, se encuentra una amplia oferta de espacios formativos y recreativos enfocados en el cuidado emocional y físico de las personas. En total, 341 personas asistieron a estas actividades durante el año: 52% fueron mujeres y 48% hombres, evidenciando una participación balanceada entre ambos géneros.

Mi cuidado	Número de personas que asistieron
Taller de vida en pareja	60
Taller finanzas virtuales	68
Taller finanzas presencial	39
Día solo para mi	37
Taller presencial armoniza tu hogar	39
Taller virtual armoniza tu hogar	26
Taller virtual cuida mascota	27
Cocina	40
Total	**336**

- **Días de bienestar:** Adicionalmente, asociadas a las actividades de cuidado, se desarrollan los días de bienestar en Colombia realizados a lo largo del año. En el primer semestre se realizaron 10 días, con masajistas individuales que fueron a las sedes a aportar una experiencia de masaje en manos y espalda. En el segundo semestre se realizaron 13 jornadas de juego en equipo, cestas y juegos de lógica.



Open sessions

Como estrategia transversal se abren espacios denominados Open Sessions, realizados en el mes de noviembre con el objetivo principal de acercar a las personas a la plataforma "Beneficios a la Carta". Durante las tres sesiones participaron 88 personas, 48 mujeres y 40 hombres, de los cuales 58 están en Colombia y 30 en Centro América.

Alianzas

Además, alineado a este interés de diversificar las experiencias de bienestar se realizan alianzas estratégicas para las personas en Colombia:

Marcas aliadas	Tipo de descuento
Bacu	Descuento del 15% en todos los puntos de venta presentando el carnet de Enel
Starbucks	Descuento del 10% en bebidas para el punto de Parque de la 93
Disney	Ventas de boletería del evento Disney *inmerse* con 30% de descuento para empleados para boletería entre semana, fin de semana y VIP
Myriam Camhi	10% de descuento en productos en Myriam Camhi. No aplica para licores o bebidas en botella, ni tampoco para productos comercializados en los puntos Carulla y en el Teatro Julio Mario Santo Domingo
Pricemart	Darán a conocer su marca y ofertar la membresías con las que cuentan. Degustaciones de productos y entrega de obsequio para las personas que adquieran membresía.
Kassani	Aplica 20% de descuento en productos de la marca Kassani y 15% en productos de la marca Actiu, en canales de venta físicos o digitales con el código KASSENEL.
69 Gauchos	15% de lunes a jueves en alimentos de los dos puntos de venta de la marca.



Beneficios monetarios: Beneficios asociados a temas de préstamos, seguro, pólizas, etc, a los cuales pueden aplicar las personas directas de Enel. Dichos beneficios cambian de acuerdo con las políticas de cada país.

Colombia:

- 2 personas recibieron la beca de excelencia para sus hijos, auxilio económico que cubre el costo del semestre universitario.
- 2.863 personas entre el personal y sus beneficiarios se acogieron a los planes de salud corporativos.
- 648 personas se acogieron a la póliza colectiva de vehículo.
- El 100% de las personas cuentan con seguro de vida.

Encuesta de Clima

Para el año 2024 se aplicó encuesta para medir el clima laboral, esta encuesta se denomina Open *listening* e incluye preguntas que permiten a las personas valorar los diferentes aspectos del clima laboral.

School Academy

Formación y Desarrollo

Rutas de desarrollo

Durante el 2024 se dio continuidad a las rutas de desarrollo, programa que busca la fidelización del talento, así como acompañar su desarrollo profesional en las diferentes etapas laborales y a los diferentes grupos estratégicos tales como: Mujeres, jóvenes talento, estudiantes en práctica, nuevos lideres, sucesores, nuevos talentos y promotores en crecimiento.

De acuerdo con lo anterior, se realizaron los siguientes contenidos en cada una de las rutas de desarrollo:

1. **Líderes en crecimiento**: Dirigido a trabajadores que han sido nombrados recientemente como líderes de equipos durante el año 2024, con la implementación de una metodología de desarrollo que contempla tres etapas: Etapa 1 Conociéndome como líder, Etapa 2 Liderazgo de equipos, Etapa 3 *Mentoring* grupal en total participaron 23 líderes nuevos.
2. **Nuevos talentos Enel**: Para trabajadores que ingresaron nuevos a la Organización, quienes recibieron el proceso completo de inducción corporativa. Total de participantes 41 trabajadores directos.
3. **Promotores en crecimiento:** Durante el año 2024, se realizó taller denominado Conecta, siente e impulsa, dirigido a trabajadores que se han presentado a más de 3 concursos internos en el último año y no han sido seleccionados, las acciones de esta ruta buscan aportar su crecimiento.
4. **Sucesores *pipeline***: Dirigido a trabajadores que fueron seleccionados en el plan de sucesión de *managers* como *sucesores ready* ó *pipeline*, para un total de 281 personas.
5. **Ruta de Mujeres:** Como parte del proceso de transformación y mejoramiento que se quiere implementar con el programa de mujeres en áreas *core*, para el 2024 se diseñó un programa denominado Ruta de Desarrollo femenino, esta ruta incluyó los siguientes pasos: Lanzamiento del programa con una charla introductoria llamada Toma el control, Visita técnica a la Central de Generación Paraíso, dos talleres prácticos de habilidades digitales Inteligencia Artificial y *Power BI*, taller Sin miedo al éxito y Conversatorio Flore-Ser, en total se contó con 110 mujeres que participaron en las distintas acciones propuestas.
6. **Estudiantes en progreso**: Se realizan de acuerdo con las inscripciones realizadas por los mismos estudiantes, Taller destaca tu marca personal**:** 56 estudiantes en práctica y aprendices participaron de este taller de manera semestral, con temas como: prepara tu hoja de vida, perfil en LinkedIn y prepararse para el mundo laboral, con una duración de 2 horas.



Programa de préstamos y patrocinios

Busca contribuir a la formación, desarrollo, crecimiento personal y profesional de los colaboradores. 8 trabajadores recibieron apoyo para realizar sus estudios de postgrado, con aprobaciones de patrocinio que oscilaban entre el 10% y el 60% y 14 trabajadores con préstamo 100% del total de la matrícula; 5 de ellos en universidades fuera de Colombia. En Centroamérica se cuenta con un programa de becas y préstamos para trabajadores permanente que tiene como objetivo contribuir al mejoramiento académico y profesional de los trabajadores permanentes de la Empresa, por medio de este programa de becas en el ámbito técnico y universitario, acorde con la estructura, necesidades, desarrollo técnico y la modernización de la Empresa, desarrollando así el capital humano.

Plan de formación 2024

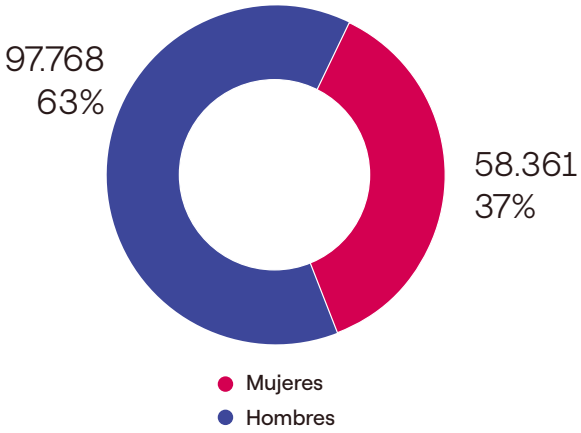
En 2024 se construyó un plan de formación con énfasis en diferentes cursos formativos en temáticas como; habilidades blandas, formaciones digitales, formaciones para lideres, y formaciones técnicas, aportando a la estrategia y necesidades de las diferentes líneas de negocio.

Formaciones por categoría

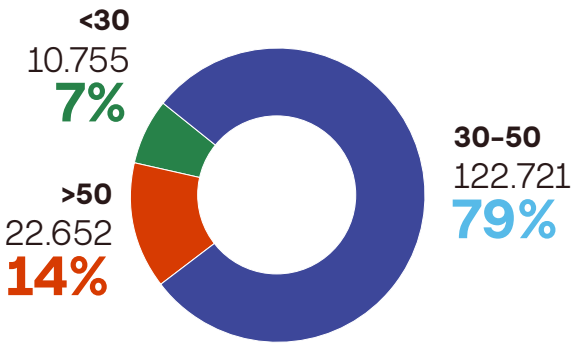
En total se ejecutaron 156.128 horas de formación para Colombia y Centroamérica correspondientes a formaciones en diferentes tipos incluyendo dentro de estas categorías. Formación digital, competencias blandas, idiomas, HSEQ, técnicas y lineamientos corporativos generales.

Para cada formación se realizó una evaluación de satisfacción de los participantes, obteniendo con una calificación promedio de 4.6 sobre un total de 5.

HORAS DE FORMACIÓN POR GÉNERO COLOMBIA Y CA



HORAS DE FORMACIÓN POR EDAD COLOMBIA Y CA





Modelo *Perfomance Management*

La estrategia de Enel se basa en el cuidado y la centralidad de las personas, protagonistas de cambios, retos y resultados, teniendo como pilares fundamentales la Sostenibilidad, la Flexibilidad, la Resiliencia, la Eficacia y la Eficiencia.

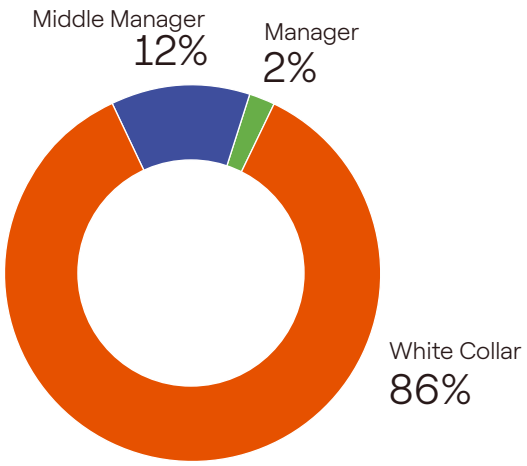
Para evolucionar y alcanzar los objetivos de este 2024, la organización identificó como base de referencia los valores de: Confianza, Innovación, Proactividad, Flexibilidad y Respeto, un ecosistema de valores que hace única y característica la cultura corporativa del grupo Enel, estos cinco valores representan la brújula que guía el comportamiento, las decisiones y la organización de nuestro trabajo y de la vida de todas las personas de Enel.

Evolucionando hacia un sistema de evaluación llamado *Performance Management*, en donde el objetivo fundamental es promover y valorizar el talento de cada uno de los colaboradores, a través de la evaluación de metas retadoras, adhesión a los valores y comportamientos corporativos y la generosidad por medio del *feedback* como pilar para contribuir al desarrollo propio, de lideres y compañeros.

El nuevo proceso de evaluación es una sola vez al año, en donde el líder evalúa a cada uno de sus colaboradores de manera directa y objetiva, los resultados alcanzados en cada una de las metas propuestas y los valores adoptados a su cotidianidad laboral en una escala de 1 a 5, que permitirá tener al final una evaluación global que representa el *performance score* y que será divulgado por el líder en reunión de *feedback* con el colaborador.

INDICADORES PERFORMANCE MANAGEMENT COLOMBIA

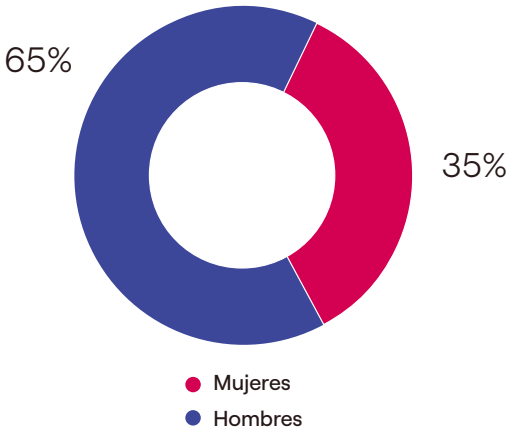
PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN PERGORMANCE MANAGEMENT POR NIVEL DE CARGO



Categoría	No. de Colaboradores
Manager	34
Middle Manager	267
White Collar	1896
Total general	**2197**



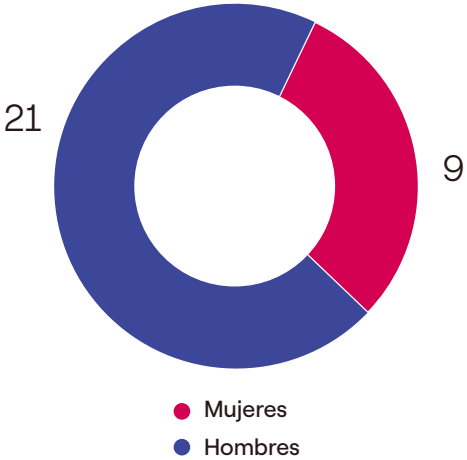
COLABORADORES EVALUADOS DE COLOMBIA POR GÉNERO



Género	No. de colaboradores
Femenino	772
Masculino	1425
Total general	**2197**

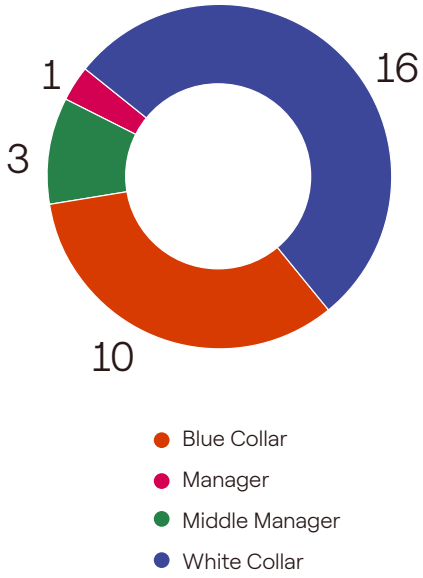
INDICADORES PERFORMANCE MANAGEMENT COSTA RICA

COLABORADORES EVALUADOS DE COSTA RICA POR GÉNERO



Género	No. de colaboradores
Femenino	9
Masculino	21
Total general	**30**

COLABORADORES EVALUADOS DE COSTA RICA POR CATEGORÍA

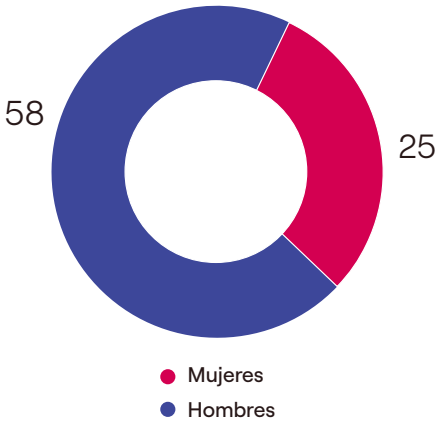


Categoría	No. de colaboradores
Blue Collar	10
Manager	1
Middle Manager	3
White Collar	16
Total general	**30**



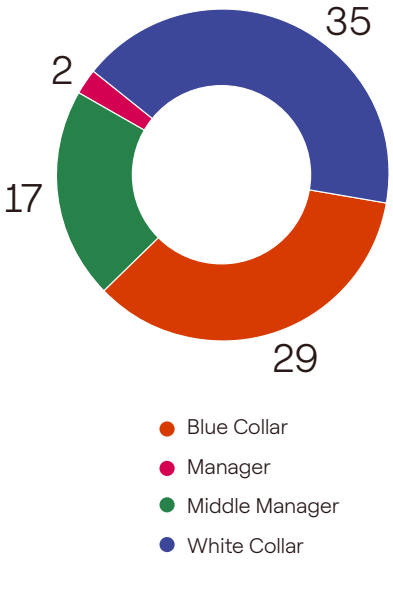
INDICADORES *PERFORMANCE MANAGEMENT* PANAMÁ

COLABORADORES EVALUADOS DE PANAMÁ POR GÉNERO



Género	No. de colaboradores
Femenino	25
Masculino	58
Total general	**83**

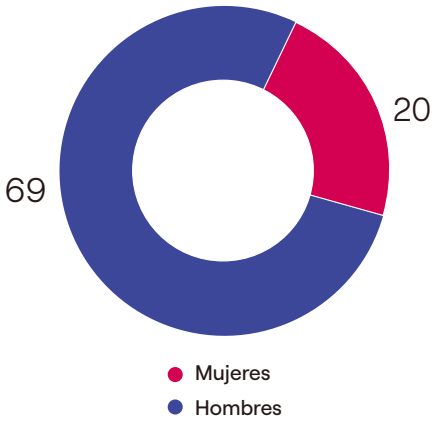
COLABORADORES EVALUADOS DE PANAMÁ POR CATEGORÍA



Categoría	No. de colaboradores
Blue Collar	35
Manager	2
Middle Manager	17
White Collar	29
Total	**83**

INDICADORES PERFORMANCE MANAGEMENT GUATEMALA

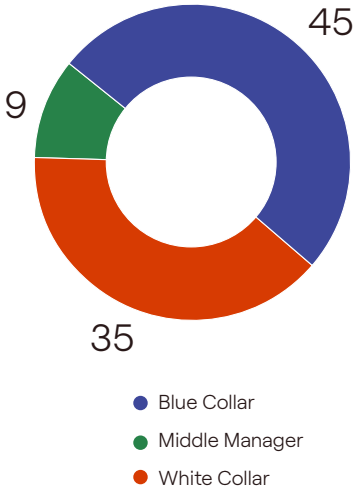
COLABORADORES EVALUADOS DE GUATEMALA POR GÉNERO



Género	No. de colaboradores
Femenino	20
Masculino	69

Género	No. de colaboradores
Total general	**89**

COLABORADORES EVALUADOS DE GUATEMALA POR COTEGORÍA



Categoría	No. de colaboradores
Blue Collar	45
Middle Manager	9
White Collar	35
Total general	**89**

About people

Para el año 2024 se consolidó la metodología orientada a potencializar el desarrollo, reconocimiento y atracción de los talentos,

Para el año 2024 se realizaron los espacios de *About people* en donde los objetivos son:

1. Empoderamiento de las personas
2. Construcción de una cultura de confianza y respeto con diálogos abiertos y sinceros.
3. Cuidado de las personas, escuchando sus necesidades y acompañando su desarrollo.
4. Descubrir y florecer sus talentos y pasiones

Para el desarrollo se contemplaron 3 fases:

Fase 1: Identificación de potencial de cada colaborador por parte del líder actual.

Fase 2: Desarrollo mesa del *About People* por Gerencia/ Subgerencia/ División.

Fase 3: Entrevista de *Feedback* y *Feedforward* para cada colaborador

Se realizaron más de 97 encuentros con 282 horas invertidas con líderes, gerentes, subgerentes y BP, identificando por cada trabajador los siguientes aspectos:

- Fortalezas, aspectos a desarrollar y reto profesional
- Los trabajadores que serían reconocidos por *total rewarding,* mediante acciones monetarias, metodologías de desarrollo, formación o *paid leave* (días de vacaciones adicionales), 827 trabajadores reconocidos que corresponden a un 34% de la plantilla.



Succession plan

Para el 2024 se diseñó un nuevo plan de sucesión para las posiciones gerenciales, con el fin de contar con el personal preparado para asumir este tipo de cargos en un futuro. Se definieron 281 sucesores *ready y pipeline distribuidos así por género y nivel de cargo:*



Sucesores por Género

Género	No. de trabajadores
Female	145
Male	136
Total general	**281**

Sucesores por País

País	Female	Male	Total general
Colombia	132	130	262
Costa Rica	1	2	3
Guatemala	6	2	8
Panamá	6	2	8
Total general	**145**	**136**	**281**

Sucesores por categoría

País	Blue Collar	Manager	Middle Manager	Top Manager	White Collar	Total general
Colombia		25	137	2	98	262
Costa Rica		1	1		1	3
Guatemala			3		5	8
Panama	1	1	3		3	8
Total general	**1**	**27**	**144**	**2**	**107**	**281**



NUEVO LIDERAZGO

En el año 2024 se diseñó, planeó y ejecutó el Programa de Líderes de Enel teniendo en cuenta el nuevo modelo de valores de Enel, competencias y comportamientos que permitan seguir fortaleciendo una cultura de líderes que promuevan el bienestar, motivación y resultados de los equipos.

El plan es construido en dos dimensiones que son:

DIMENSIÓN CULTURAL

En la dimensión cultural se diseñaron y realizaron las siguientes iniciativas:

- Enel *Fest*, la cual se llevó a cabo en el mes de septiembre de forma presencial y virtual, en la que se tuvieron 710 participaciones en las diferentes actividades, su objetivo principal es promover el sentido del agradecimiento y valorar lo que tenemos como colaboradores como los beneficios, los espacios de trabajo, las oportunidades de desarrollo entre otros.

  Dentro de las actividades desarrolladas tuvimos:

  - Instalaciones Enel es mi casa:
    - Torneo relámpago de ping pong
    - Búsqueda del tesoro
    - Concurso de fotografía
    - Historias de héroes invisibles
  - Oportunidades de Desarrollo y Liderazgo:
    - Taller despierta tu potencial
    - Taller construye un futuro consciente
  - Enel Corazón:
    - Panel lo que somos y lo que tenemos
  - Diversidad e Inclusión
    - Talentos en vivo
    - Historia de mujeres que transforman
    - *Masterclass* atletismo y triatlón



- **Experiencias de Liderazgo Gentil:** el objetivo de esta iniciativa que va dirigida a los líderes de la Compañía es entregarles experiencias formativas que generen recordación en entornos diferentes, así como entregarles herramientas que les permitan llevar a la práctica con sus equipos en el día a día laboral, estas experiencias fueron:

  1. Liderazgo y Música ¿Cómo suena el comité directivo? En donde participo nuestro comité directivo y aprendieron a través de la música la importancia de una muy buena comunicación entre el director de orquesta y los músicos, participaron 15 líderes.
  2. Liderazgo: Tiempo muerto al tiempo vivo, participaron 31 líderes que reflexionaron sobre la importancia de la actitud con la que enfrentas los retos en el liderazgo y que no existe límite de edad para liderar con la participación de líderes jóvenes que dieron su testimonio.
  3. El camino circular, esta experiencia de liderazgo permitió hacer un símil en un espacio como un teatro en donde se sensibilizó sobre la importancia del interés colectivo sobre el interés particular a la hora de liderar un equipo y obtener resultados extraordinarios, a través de hacer brillar el talento de quienes están en el escenario, participaron 70 líderes.
  4. Contrarreloj: pedaleando en equipo, participaron 25 líderes que entendieron a través de un símil del ciclismo y el liderazgo, como la comunicación del líder con su equipo es vital para tener un equipo motivado, reconocido y con alto sentido de pertenencia.

- La tercera iniciativa de cultura está enfocada al desarrollo y acompañamiento de los trabajadores que han sido nombrados en cargo de liderazgo durante el año 2024, con la implementación de una ruta de desarrollo que se conforma por tres etapas: la primera conociéndome como líder, la segunda liderazgo de equipos y la tercera *mentoring* grupal.

DIMENSIÓN DE APRENDIZAJE

Para el desarrollo de esta dimensión se realizó un análisis de las tendencias de entrenamiento para líderes y se diseñaron los contenidos de los siguientes temas alineados con los nuevos valores corporativos, competencias y comportamientos, así:

1. Bienestar:

Liderazgo Consciente: en el cual los líderes aprendieron sobre conocer e Integrar los principios del Liderazgo, promoviendo el desarrollo propio y del equipo, basado en valores que ponen en el centro a las personas y su bienestar, en esta formación pasaron por tres momentos claves: Pienso, digo y hago que les enseñaron como ser un líder consciente y coherente consigo mismo y con su equipo.

Taller de salud mental para líderes: En este taller se entregaron herramientas para que el líder pueda utilizar entendiendo primero sus propias emociones y las de su equipo, así como se les enseño la ruta de primeros auxilios psicológicos.

2. Resultados:

***Accountability*:** Solo cuando asumas por completo *accountability* en tus pensamientos, sentimientos, acciones y resultados podrás dirigir tu propio destino, de otra manera, alguien o algo lo hará por ti, en este curso aprendieron como ser ese líder *accountable* junto a su equipo.

Formación de efectividad de líderes Do it: este entrenamiento tenía como objetivo fortalecer competencias como el empoderamiento, gestión de tiempo y priorización en pro de la productividad personal.

3. Motivación:

Taller Sépalo Decir: En donde los líderes aprendieron que la comunicación empática es clave para lograr inspirar al equipo con el ejemplo, con coherencia y credibilidad en su comunicación verbal, no verbal y hasta emocional.

En los zapatos del líder: Esta formación tiene como objetivo acercarse a los retos de liderazgo que se enfrentan desde la línea de negocio y entregar herramientas prácticas que les permitan consolidar la cohesión en sus equipos generando mayor empatía y cercanía con los mismos, entendiendo sus necesidades.

Se realizó el 100% de lo planeado y 287 participantes con una evaluación de satisfacción en promedio de 4.76.



Metodologías de desarrollo

En este año 2024 se consolidaron como una herramienta muy valiosa reconocida por los trabajadores para su desarrollo personal y profesional las metodologías de desarrollo, con herramientas y actores reales que han permitido crear redes de *networking*, compartir buenas prácticas y romper paradigmas de nuevas formas de aprendizaje y desarrollo, lo anterior se evidencia en la cantidad de procesos activos resultados del *Total Rewarding* tales como: *coaching* con 68 *coachees* preparados para enfrentarse a sí mismos y realizar ejercicios de introspección en compañía de sus *coach*, 17 trabajadores que se activaron en la metodología de *job shadowing* para aprender en vivo y en directo el desarrollo de las competencias de sus anfitriones, y finalmente 25 *mentees* que inician proceso con los mentores para fortalecer competencias blandas, de liderazgo y técnicas.

Adicionalmente se realizaron talleres para cada uno de los roles en cada metodología en los cuales, a través de ejemplos se concientizó sobre los roles y beneficios de cada una de las metodologías y la importancia del empoderamiento de los trabajadores para su éxito.

Gestión de planes de salud y seguro de vida

La compañía ha mantenido durante el año 2024 beneficios de planes de salud para el bienestar de nuestros colaboradores y sus familias. Dado que son planes adicionales a los obligatorios, que traen consigo ventajas al poder acceder a centros médicos especializados.

En Colombia cubre a 1075 personas beneficiarias del convenio colectivo cubriendo al 66% de la población objetivo. Donde La Compañía asume el 100% de la tarifa generada por los servicios del proveedor. En cuanto a los trabajadores del régimen integral, este plan cuenta con una cobertura de 1855 personas entre colaboradores y su núcleo familiar básico. Los profesionales y jefes de departamento reciben una cobertura del 50% en el valor de la tarifa generada por el proveedor, mientras que para los demás cargos es del 100%.

En Centro América la póliza de salud cubre a trabajadores y su núcleo familiar básico con excepción de Costa Rica que además del núcleo familiar básico, en algunos casos, se pueden incluir familiares que no estén dentro de este.



El mejor talento para afrontar grandes desafíos

Enmarcados en nuestros principios de atracción y fidelización de talento, en Enel Colombia seguimos trabajando por liderar un proceso de selección donde la diversidad y la inclusión permitan abrir puertas a las oportunidades y a la vinculación del mejor talento humano.

En el 2024, seguimos apostando a procesos más digitales y simples, sin perder la cercanía y humanidad en los contactos con las personas, dando como resultado el cubrimiento de 785 **vacantes** para Colombia y Centroamérica correspondientes a concursos internos, plantilla directa, estudiantes y aprendices y personal temporal.

Cobertura de vacantes externas

Se cubrieron para Colombia y Centroamérica 598 vacantes que corresponden a:

Tipo de contratación

	Plantilla directa	Estudiantes / Aprendices	Temporal
Colombia	76	394	87
Centro América	3	0	38
Total	**79**	**394**	**125**

Concursos internos

Durante este año seguimos teniendo como prioridad el talento interno de la compañía, dando como resultado el cubrimiento de 182 vacantes a través de concursos internos, lo cual representa un aumento del 11% en comparación con el total de vacantes cubiertas en el 2023: 180 procesos de Colombia y 2 de Centroamérica. Lo anterior gracias a las diferentes estrategias realizadas para potencializar la participación de nuestras personas y su desarollo y crecimiento dentro de la compañía, como lo son la promoción del uso del *Me-profile* y las actualizaciones semanales enviadas a través del boletín interno de la Compañía en un espacio dedicado a promocionar tanto las vacantes disponibles, como las actualizaciones y estados de los procesos. Contamos con 2 nuevas iniciativas:

- **Expo áreas:** A través de piezas comunicacionales en donde nuestras personas son protagonistas, buscamos promocionar y dar visibilidad a diferentes áreas, enfocándonos especialmente en aquellas con vacantes de difícil cobertura dentro de las gerencias, además de promover el conocimiento dentro de la compañía de lo que hacemos.
- **Testimoniales CI:** Se compartieron testimonios de personas que tuvieron movimientos internos, ya sea horizontal o vertical, además de sus motivaciones, expectativas en el nuevo cargo y la invitación de estas personas a los demás a atreverse a descubrir nuevos horizontes dentro de Enel.

Employer Branding

Durante el 2024, se dio continuidad a la consolidación de a la estrategia de marca empleadora dentro del proceso de selección. Ante esto, se definió el objetivo de posicionar a Enel Colombia como una empresa atractiva para trabajar, bajo los valores de confianza, innovación, proactividad, flexibilidad y respeto. Además, de un plan de trabajo que incluyó algunas principales acciones de atracción de talento como:

- **Fortaleciendo nuestro relacionamiento entre sector educativo y empresa:** Se continuó con la apertura de nuevos escenarios de posicionamiento con universidades con el objetivo de ampliar nuestro alcance en términos de conocimiento de marca y atracción de talento, dando como resultado el impacto en el último año de **27** universidades a través de charlas, activaciones de marca, ferias universitarias y material comunicacional; visitamos un total de **15** ferias universitarias y **28** charlas.
- Así mismo, seguimos promoviendo la visita de instituciones y estudiantes a nuestros centros de trabajo, especialmente oficinas corporativas y patios de recarga de vehículos eléctricos masivos en donde logramos seguir posicionando a Enel como una empresa que trabaja por un futuro sostenible a través de la energía.

Campaña atracción practicantes: la campaña **#UnPasoParaCrecer** fue creada para motivar e impulsar a estudiantes universitarios a dar sus primeros pasos en el ámbito profesional con Enel. A través de contenido atractivo, como videos, piezas gráficas y actividades alineadas con tendencias actuales, destacamos los beneficios de realizar prácticas en la compañía, aclaramos dudas sobre el proceso y mostramos cómo esta experiencia puede marcar la diferencia en su desarrollo profesional. Con un enfoque innovador y cercano, conectamos con el talento joven y reafirmamos nuestro compromiso de ser el lugar ideal para comenzar a construir un futuro lleno de energía y oportunidades. Su divulgación fue a través de las redes de Enel Colombia, obteniendo una inscripción de **2.012** estudiantes al proceso de selección.

Programa *Upskilling / Reskilling / External skilling*

Programa *Reskilling*:

Para el año 2024, dentro del análisis de necesidades de formación técnica se identificó cuáles de ellas contribuían a *Reskilling* o *Upskilling* de acuerdo con los cambios presentados por impactos en la transición energética y la transformación digital (digitalización y automatización). Se definió dentro del plan de formación acciones de *Upskilling* (actualización de habilidades) y/o *Reskilling* (aprender nuevas habilidades).

Se implementaron cuatro iniciativas que buscan el desarrollo específico de nuevas competencias que contribuyen al negocio, la primera, denominada Laboratorio de emprendimiento, esta consiste en un taller práctico donde se busca promover el emprendimiento y ofrecer herramientas concretas a los colegas para aplicarlo en las actividades de cada día, se contó con la participación de 130 personas una intensidad de 2 horas.

La segunda denominada Enel *Journey*, cuyo objetivo fue fortalecer el sentido empresarial y el conocimiento del negocio, brindando la experiencia de visitar las sedes operativas y la realidad del trabajo en campo, se contó con la participación de 155 personas, algunas de las sedes visitadas fueron: Central Termozipa, Bodega Principal Grids, Subestación Techo y Noroeste, Patio de Recarga Enel X, y Centro de Servicio Venecia.

La tercera denominada *Growing Academy*, cuyo objetivo es impulsar a partir de talleres cortos dictados por personal interno, construir experiencias de formación que afiancen la cultura de la simplificación y el uso de la Inteligencia Artificial como herramienta práctica en el mundo empresarial, se contó con 488 participantes y 879 horas de formación.

La cuarta iniciativa fue: Olimpiadas de Simplificación. Por medio del trabajo en equipo y la sana competencia su buscó impulsar el *Mindset* de simplificación a través de la aplicación de herramientas de casos reales de la organización que fueran dolores transversales que impactaran en temas como la calidad de vida de los trabajadores, gestión de tiempo, carga laboral y estrés. Los trabajadores formaban equipos y trabajan en dar solución a alguno de los dolores identificados.



Se inscribieron 190 personas, que conformaron 52 grupos. De los cuales 10 grupos fueron finalistas. El grupo ganador fue: *Piece of Cake With Logistic*.

Adicionalmente, se brindaron espacios de formación enfocados en habilidades blandas con el propósito de brindar herramientas que les permitieran a las personas realizar una mejor gestión del cambio frente a posibles cambios laborales y tener así un mayor empoderamiento.

En *External Skilling* se estructuró el programa de Cátedra Enel, iniciativa que tuvo como objetivo dictar una electiva de 50 horas, en la Maestría Energía y Sostenibilidad de la Universidad Javeriana. Contamos con la participación de 19 estudiantes y el apoyo de 20 expertos de Enel que dictaron la cátedra denominada: Transición Energética. Algunos de los contenidos incluidos en el programa fueron: economía circular, geotérmica y térmica, hidráulica y almacenamiento de energía, tecnología solar y eólica, entre otros. Este proyecto tiene como foco atraer y acercar al mejor talento formándolos en los contenidos clave en el marco de la transición energética, esta iniciativa también permite el posicionamiento de marca y consolidar la alianza Universidad – Empresa.

New Routine Training for the Hybrid Work

Para la contribución de la estrategia de **transformación digital**, se han desarrollado diferentes acciones que buscan incrementar las habilidades digitales en las personas como:

- **Plan de formación de transformación digital:** La universidad corporativa cuenta con una facultad que ofrece a los trabajadores diferentes posibilidades para el desarrollo de sus habilidades digitales. Dentro ellas se resaltan: *Data Science*: 91 participantes; El pensamiento crítico en la era digital: 177 participantes; Introducción a la ciencia de datos: 145 participantes.
- **Programa Propulsor:** en alianza con la caja de compensación Compensar se realizaron formaciones en *Power BI* para la Gestión Administrativa (131 personas), Herramientas Ofimáticas para la Productividad y la Gestión (57 personas), Excel Avanzado para Uso Empresarial (64 personas), Inteligencia Artificial aplicada a Procesos Organizacionales (108 personas) en modalidad virtual y presencial, y sin costo para la Compañía.
- **Plan de Ciberseguridad Grids:** Con el fin de mejorar la resiliencia cibernética en la empresa y cumplir con esta exigencia, se ha ajustado un plan de formación para el 2024 diseñado directamente para personal relacionado con ciberseguridad y que juegan en un rol importante en este ámbito, algunos de las acciones de formación que contiene este plan son: Ciber-activos críticos, control de cambios y gestión de configuraciones, gestión de incidentes, perímetro de seguridad electrónica, planes de recuperación, seguridad física para activos críticos, entre otros. La distribución de las formaciones se hace en función de los roles identificados que son: Administrador ICS (53 personas), *Product owner* (48 personas), Referentes en ciberseguridad (68 personas) y Usuarios con acceso a ciberactivos (276 personas).
- **Oficinas de Gobierno de la Información:** se realizaron varias reuniones con los integrantes de las oficinas de gobierno de las diferentes líneas de negocio, con el fin de identificar las necesidades de formación y se tuvo la iniciativa de desarrollar un programa de Inteligencia Artificial que buscaba alfabetizar a la población en esta nueva tendencia del mundo, para ello se realizó un evento con tres charlas tipo TED dictadas por los integrantes de la oficina de gobierno acerca de las siguientes temáticas:
  - **De Cero a 100:** Iniciando en el mundo de la Inteligencia Artificial
  - **Hacia el futuro:** análisis del estado actual de la Inteligencia Artificial y su potencial.
  - **Más allá del dato:** Reflexiones éticas sobre la IA
  - Las charlas se realizaron virtual y presencial, con la participación de 173 personas



Transformación, cultura y cambio

En el año 2024, se apoyaron los siguientes proyectos:

Proyectos Oficina Gestión del Cambio

NOMBRE PROYECTO	OBJETIVO
Programa de Convergencias – Proyecto FARO	Se continuó con la metodología de gestión del cambio en procesos de transformación de la línea de Grids. Con el fin de Promover el intraemprendimiento en las personas de Grids a través de acciones orientadas a movilizar la simplicidad y la excelencia operacional, contribuyendo en la relación y empatía con el cliente.

Cambios en la organización

En el 2024, el modelo organizativo experimentó transformaciones alineadas con la estrategia y valores del Grupo Enel, orientado a crear una organización **simple y flexible** en constante evolución y a la vanguardia de nuevas oportunidades. A continuación, detallamos las actualizaciones en nuestras estructuras organizativas para seguir avanzando hacia un futuro de éxito compartido.

Staff & Services:

AFC:

- Con el objetivo de fomentar la estandarización, integración y homogenización de los servicios de administración, se ha reestructurado la organización de los procesos, implementando una operación con gobernanza centralizada a nivel global, complementada por procesos localizados.
- En línea con la estrategia de simplificación y eficiencia, se han unificado los procesos de planificación y control financiero para centralizar lineamientos y consolidar la estructura.
- Relaciones Externas & Sostenibilidad:
- La compañía ha establecido una relación estratégica entre las áreas de sostenibilidad, comunicaciones y relaciones institucionales, considerando sus funciones y su potencial para gestionar el relacionamiento con nuestros clientes. Estas sinergias buscan fortalecer los equipos y potenciar los procesos.
- ICT
- Desde la estrategia de transformación digital se ha reorganizado el equipo de tecnología con el objetivo de crear centros de competencia que permitan sinergias en las soluciones tecnológicas entre las líneas de negocio.

Línea de negocio: EGP&TGX

- Se ha reestructurado el soporte técnico de las tecnologías que manejan pasando de un soporte técnico individual a un soporte técnico multi tecnología, lo que permite optimizar recursos y estandarizar procesos y lineamientos.
- Además, se separaron los procesos de Operación y Mantenimiento por tecnología: solar, hidráulica y térmica.
- En los procesos de Ingeniería y Construcción se simplificó la estructura del proceso de Ingeniería potencializando las sinergias, conocimientos y recursos de LATAM, con foco en ser una empresa líder en energías renovables.

Retail & Enel Grids

- Se han integrado los procesos entre estas dos líneas de negocio, en busca de mejorar la experiencia del cliente y la eficiencia en el end to end de los procesos.



Gestión de procesos

La gestión de procesos se alinea estratégicamente con los objetivos corporativos, con un enfoque en la simplificación y flexibilidad. En un entorno dinámico y enfocado en la eficiencia, hemos fomentado una cultura documental ágil, simplificada y efectiva.

Aspectos clave para alcanzar nuestros objetivos:

- **Simplificación:** Se optimizaron los procesos eliminando pasos innecesarios y reduciendo la complejidad administrativa. Esto incluyó la reducción y unificación de documentos, y la eliminación de los que ya no agregaban valor.
- **Digitalización y automatización:** Con las mejoras en los sistemas globales, se implementaron nuevas tecnologías que facilitan la automatización de procesos, impulsando la gestión del cambio.

Simplificación de procesos:

Desde inicio de año, la empresa ha centrado esfuerzos en simplificar procesos en toda la organización, enfocándose en las habilidades clave que los colaboradores deben desarrollar. Destacando que la simplificación tiene como objetivo principal el bienestar de las personas.

- **Campaña de comunicaciones:** Se destacó de forma accesible qué comportamientos no favorecían la simplificación, logrando un impacto significativo en la cultura organizacional. La campaña generó más de 82 "*likes*", 800 vistas y 3,000 correos abiertos.
- **Sé una oveja negra:** Se diseñó un *bootcamp* divertido para fomentar las habilidades de "oveja negra", promoviendo el cambio de procesos, la toma de iniciativas y la flexibilidad. Este *bootcamp* impactó a 780 personas en 12 sesiones y se posicionó como una de las iniciativas más efectivas.
- **El viaje de la simplificación:** Se creó una personificación interna en forma de un vuelo, que ilustraba las habilidades necesarias para simplificar. Esta actividad ayudó a los empleados a identificar oportunidades de mejora en sus procesos cotidianos.
- **Olímpicos de simplificación:** Para poner en práctica lo aprendido, se organizaron unas olimpiadas para simplificar procesos, con la participación de 52 grupos y 190 personas. El evento culminó con 4 grupos ganadores, seleccionados por su innovación y efectividad en la simplificación.
- **Formación en simplificación–Plan de Desarrollo Individual (PDI):** Se ofreció formación interactiva en simplificación, impactando a 100 personas en 6 sesiones, donde se desarrollaron habilidades para implementar la simplificación en los procesos.



People Administration

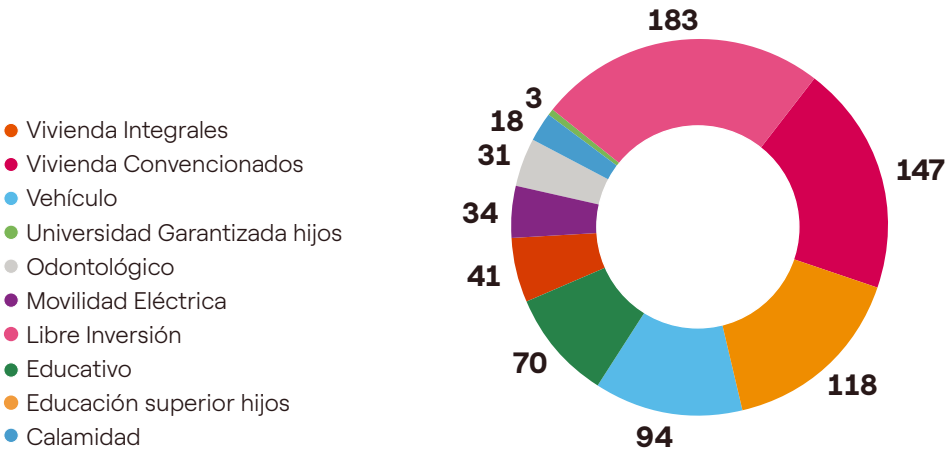
En línea con la normativa vigente en materia laboral, así como la Convención Colectiva de Trabajo y las políticas internas, se aseguró el desarrollo y resultado de los procesos de liquidación de la nómina, seguridad social, prestaciones sociales y beneficios.

Préstamos a empleados

En total, se desembolsaron USD$9.539.638, entregados a 601 colaboradores en distintas líneas de crédito.

Se entregaron 739 préstamos de diferentes líneas:

CANTIDAD DE PRÉSTAMOS



El saldo de la cartera de préstamos a personal activos con corte al 31 de diciembre 2024 ascendió a la suma de $107.434.940.389, a continuación, se detalla el valor por la línea de préstamo:

Línea de préstamo	Cantidad préstamos	Valor Girado	Variación Porcentual
Vivienda Integrales	41	9.148.404.476	21,78%
Vivienda Convencionados	147	22.454.545.613	53,45%
Vehículo	94	5.827.289.095	13,87%
Universidad Garantizada hijos	3	90.000.000	0,21%
Odontológico	31	192.997.300	0,46%
Movilidad Eléctrica	34	286.216.240	0,68%
Libre Inversión	183	1.417.416.663	3,37%
Educativo	70	693.541.232	1,65%
Educación Superiror Hijos	118	1.740.513.136	4,14%
Calamidad	18	159.640.000	0,38%
Total General	**739**	**42.010.563.745**	**100,00%**
Saldo de la cartera 2024			**107.434.940.389**

Relaciones Laborales Col & CAM

Acoso laboral y/o sexual

En el 2024 se modificó la Política de Acoso Laboral y/o Sexual: PL–283, logrando la publicación de la quinta versión el pasado 7 de octubre. Así mismo, se incluyó la regulación para Costa Rica, Guatemala y Panamá c de conformidad con los lineamientos legales de cada uno de los países. Adicionalmente se creó la Comisión de Prevención de Acoso Laboral, Sexual y de Genero y un canal único para recibir las denuncias, los cual estarán vigentes a partir del 1 de enero de 2025.

Por otro lado, con el fin de fortalecer la prevención del acoso laboral y sexual se dio continuidad a la campaña "Sin Excusas", publicando un total de 7 piezas a lo largo del año, buscando con ellas genera un alto impacto en los trabajadores. Adicionalmente, durante el 2024 se realizaron dos cursos de gestión y atención de quejas de acoso laboral y/o sexual con la finalidad de sensibilizar a un grupo determinado de la gerencia.

Finalmente, se eligieron los nuevos miembros del Comité de Convivencia Laboral para la vigencia 2025-2026 en Colombia, después de realizadas las elecciones correspondientes y los nombramientos de los representantes de la Compañía.

Conflicto de interés

Durante el 2024 se actualizó la Política de Conflicto de Interés, de conformidad con los lineamientos de la Global, en la cual se incluyeron los conflictos incluso en mera apariencia, conforme a la Política Global de Conflicto de Interés.

Adicionalmente, se realizó una campaña de reporte masivo de conflicto de interés para todo el personal de Colombia y Centro América, logrando llegar al 100% de reportes, evidenciando la cultura de reporte de las situaciones susceptibles de afectar la neutralidad u objetividad en la toma de las decisiones.

Autorización de horas extra

Conforme al **Resolución 3031 del 30 de agosto de 2023**, mediante el cual se ordena a los empleadores la actualización de la autorización para trabajar horas extras. ENEL COLOMBIA S.A realizó la solicitud correspondiente y se obtuvo la autorización de horas extras en el mes de abril de 2024, con este permiso, podemos como compañía seguir asegurando la operación y de requerirlo trabajar en horas complementarias o adicionales, en la sede principal de la empresa, sucursales, agencias y/o establecimientos hasta 12 horas semanales por el termino de 2 años.



Firma Convención Colectiva Panamá – Enel Fortuna S.A.

El 27 de noviembre de 2024, Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de los Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA), firmaron documento con nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre la Compañía y los trabajadores convencionados en los próximos cuatro años (2025-2028).

Los principales puntos del acuerdo que beneficiarán al personal convencionado de Enel Fortuna S.A. se basaron en el incremento salarial, incremento en los vales de alimentación, bono de firma, bono nuevas tecnologías, becas universitarias, incremento valor viatico convencional, entre otros.

Reglamento interno de trabajo – Enel Panamá CAM S.R.L.

Conforme al artículo 191 del Código de Trabajo. se creó el reglamento interno de trabajo para Enel Panamá, el cual está finalizando el proceso de autorización por parte del Ministerio de Trabajo y Desarrollo Laboral (MITRADEL), para ser notificado y publicado en las instalaciones.

Dialogo social

1. **Comités laborales (Sintraelecol, REDES, ASIEB, Sitiespa)**

   En el transcurso de 2024 se sostuvieron diferentes espacios con las organizaciones sindicales Redes, Asieb y Sitiespa. Por su parte, con Sintraelecol se realizaron comités mensuales en diferentes sedes de la empresa, con la finalidad de priorizar el acercamiento a los trabajadores.

2. **Formaciones**

   A lo largo del año se realizaron distintas formaciones sobre temas transversales de la división de Relaciones Laborales. Específicamente, para lo relacionado con acoso laboral, se realizó en el primer semestre una "Formación para Receptores de Quejas–Violencia Basada en Género" con el acompañamiento de las *Busines Partner*, miembros del comité de convivencia y la organización sindical y en el segundo semestre una "Certificación de Prevención y Manejo de Acoso Laboral y Sexual". Finalmente, se realizaron capacitaciones con los receptores principales de quejas de acoso sexual, para difundir las actualizaciones normativas de la Ley 2365 de 2024.

   En total se realizaron 6 de capacitaciones de acoso laboral a los trabajadores, la modalidad de estas formaciones se alternó en atención a la disponibilidad de las sedes, realizándose algunas de manera remota y otras presenciales.

3. **Boletín informativo**

   En septiembre de 2024 se construyó un boletín informativo, con el objetivo de notificar a la Gerencia de Personas y Organización de la emisión y actualización de nuevas políticas y/o procedimientos organizativos.



Actualización del sistema normativo

A lo largo del año 2024 se crearon y actualizaron las siguientes políticas y/o procedimientos organizativos:

- **PL-283: POLÍTICA DE PREVENCIÓN DE ACOSO LABORAL Y SEXUAL**
- **PL-53: POLÍTICA CONFLICTO DE INTERES.**
- **PO-2755: SOLICITUD DE VIATICOS, ANTICIPOS Y LEGALIZACIÓN DE VIAJES LABORALES – COLOMBIA**

Establece las actividades para la solicitud de anticipos, viáticos y/o legalización de gastos para viajes laborales nacionales, internacionales e intercontinentales, que solicita el personal directo de Enel Colombia. Con estas modificaciones se buscó aclarar el procedimiento para los trabajadores dependiendo del régimen al que pertenezcan y determinar el valor máximo a reconocer por cada viaje labora.

- **PO-2795: POLÍTICA GASTOS DE VIAJE GUATEMALA, COSTA RICA Y PANAMÁ – CENTRO AMÉRICA**

Se creo este procedimiento organizativo para establecer los lineamientos y el proceso para la solicitud de anticipos de gastos de viaje, reembolso de viáticos y/o legalización de gastos para viajes laborales nacionales, internacionales e intercontinentales, que solicita el personal vinculado a las sociedades filiales y/o subsidiarias de Enel Colombia ubicadas en Costa Rica, Guatemala y Panamá.

Mediante la creación de este procedimiento se buscó, crear un único procedimiento organizativo para Guatemala, Costa Rica y Panamá que buscara homogenizar el concepto de gastos de viaje laboral. Asi mismo, se estableció el valor máximo a reconocer por cada viaje laboral, entre otros.

- **PL-1301: POLÍTICA GESTIÓN DE PERSONAL EN MISIÓN**

Deroga el Procedimiento Organizativo No. 360: Gestión de Personal Misión.

Simplifica el documento con inclusión de cuatro diagramas de flujo en anexos.

Describe los lineamientos que deben observarse en el proceso de gestión y administración del personal en misión por parte de las compañías del Grupo Enel en Colombia y la respectiva organización, coordinación y seguimiento de las actividades con las Empresas de Servicios Temporales (EST) que presten dicho servicio.

Se incluyen instrucciones y medidas que aplican y hacen referencia a cualquier Empresa de Servicios Temporales que llegase a vincularse con Enel en un futuro.

Abarca la definición de conceptos como: ausentismo, ausentismos legales, ausentismos remunerados no legales reconocidos por Enel Colombia, entre otros.

Se incluyen lineamientos para reportar novedad de embarazo y/o novedades de personal, para la excepcional gestión de gastos de viajes y para prórroga o finalización de contrato.


We empower sustainable progress

INNOVACIÓN Y TRANSFORMACIÓN DIGITAL

INNOVACIÓN

A partir del 2024, Grids Colombia fue nombrado delegado para la implementación de la estrategia de innovación para todo Enel Colombia donde se tiene de meta aportar el 1% del EBITDA Colombia en el BIP 2025 – 2027, aproximadamente 15 Mn€ promedio por año a través del desarrollo de la cultura de innovación y emprendimiento, habilitar espacios para que innovadores y emprendedores desarrollen ideas y soluciones, acelerar la estructuración de los modelos de negocio, pruebas de concepto PoC/Demo y escalamiento de las soluciones, monitorear la ejecución de los mismos e incrementar capacidades de innovación interna y alianzas *startups*, universidades, etc.

En cuanto a cultura de la innovación resaltamos la participación de más de 400 colaboradores en el *Innovability Day*, la ejecución de 15 cursos con más de 300 personas formadas, 49 sesiones de ideación realizadas y 1.227 personas participando de donde se priorizaron 196 ideas, 36 eventos realizados con 708 personas impactadas, de esta manera logramos un total de 2.283 colaboradores participando en temas de innovación.

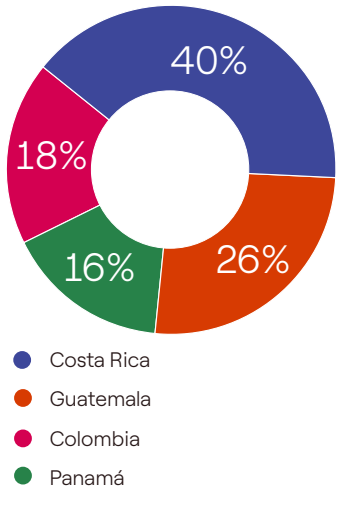
Formación
- **15** Cursos realizados
- **348** Personas impactadas

Solución de problemas
- **49** Sesiones de ideación realizadas
- **1.227** Personas impactadas
  - **196** Ideas priorizadas
  - **8** Ideas implementadas

Eventos de cultura
- **36** Eventos realizados
- **708** Personas impactadas

Total Impactados
2.283 personas

Ahorros generados
$ 534 Millones



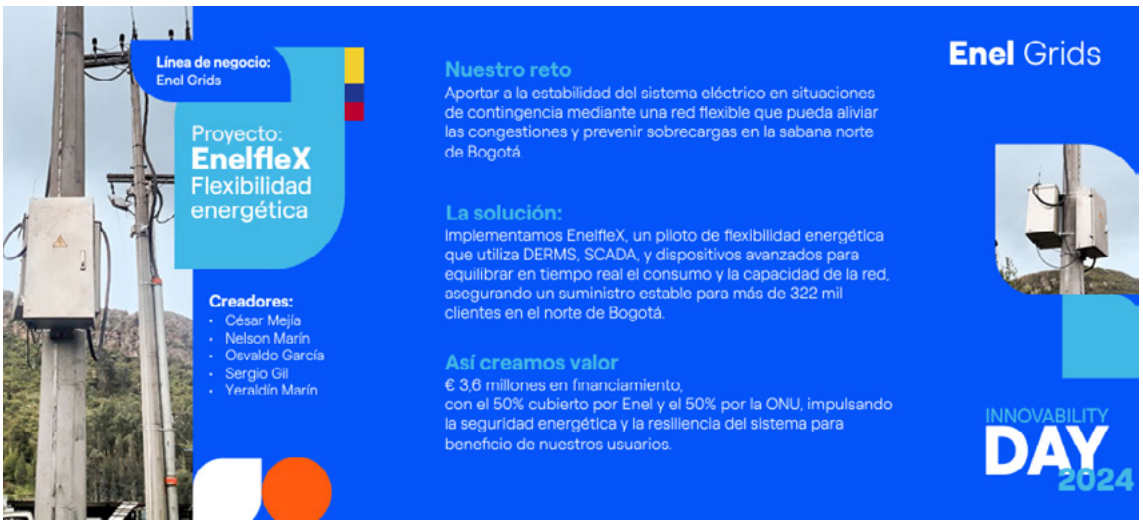
En los programas más relevantes de intraemprendimiento a nivel Global tanto para Enel Grids "*Grid people awards*" como para Enel *Green Power* "*PowerG*", Colombia se reconoce en el primer y segundo puesto respectivamente con la mayor cantidad de ideas y prácticas postuladas 124 GPA y 328 *Power* G, lo cual evidencia el valor de la Innovación y la cultura en nuestros colaboradores.

En este orden de ideas, el año 2024 cierra con un *pipeline* de más de 35 iniciativas de innovación las cuales aportarán a la meta trazada. Algunos de los proyectos más relevantes tenemos:

Proyecto *Hub* Industrial / BM Hyperscale.



EnelFlex



Dispositivo para recubrir partes energizadas

La Super Intendencia de Industria y Comercio ha concedido a la compañía la patente de KEATORI bajo radicado NO. NC2021/0010900. KEATORIO es un diseño innovador desarrollado por el observatorio de innovación de la compañía en conjunto con la universidad Pontificia Javeriana. Este nuevo dispositivo permite sustituir una cubierta biológica convencional que es utilizada para evitar riesgos para la fauna silvestre por uno de bajo costo y de fabricación nacional, lo que nos acerca cada vez más al compromiso de tener redes seguras para la fauna silvestre.

El diseño único a nivel mundial permite realizar mantenimientos a los equipos eléctricos de manera ágil y segura, gracias a que el sistema de fabricación es flexible y adaptable a cualquier tipo de equipo, por lo que se puede retirar e instalar con facilidad. Adicionalmente, el material usado permite la realización de termografías de la red y así identificar puntos calientes o de falla sin necesidad de retirar este dispositivo.

TRANSFORMACIÓN DIGITAL

En el dinámico y siempre cambiante sector energético, la adopción de nuevas tecnologías y la constante innovación, así como el fortalecimiento de los servicios para nuestros clientes son pilares fundamentales, que nos permiten enfrentar los desafíos del presente y anticiparnos a las necesidades del futuro. En Enel Colombia nos hemos comprometido en continuar con las líneas definidas en el plan estratégico planteadas desde el año 2023, impulsando proyectos innovadores que no sólo optimizan nuestros procesos, sino que también promueven la sostenibilidad y la eficiencia energética.

El año 2024 ha sido un periodo de grandes retos para nuestra compañía. La implementación de tecnologías de vanguardia que nos han permitido robustecer nuestros servicios buscando maximizar la experiencia del cliente, minimizando costes e impacto ambiental. El fortalecimiento de nuestra red de distribución, así como la mejora de nuestros sistemas existentes para el cumplimiento regulatorio, han permitido llevar a cabo nuestra misión de transformar el futuro de la energía apalancados en la digitalización y brindando una mayor eficiencia en el manejo de la información para la toma de decisiones.

En los siguientes apartados, se detallan los proyectos más destacados que hemos llevado a cabo, los cuales reflejan nuestro compromiso con la excelencia tecnológica y la innovación continua:

PERSPECTIVA ACTIVOS

La transición energética es un proceso irreversible en el que hemos venido trabajando, impulsado por políticas públicas que incluyen cambio climático, calidad del aire, seguridad energética, economía circular y el crecimiento sostenible. Durante el año 2024 nuestros ejes principales han sido la **digitalización de los activos, innovación y automatización** como motores transformadores de nuestros procesos de producción, distribución y consumo de energía. En ese ámbito desarrollamos los siguientes proyectos:



Distribución

Mejoras de los sistemas de información en beneficio del cliente:

Con el fin de facilitar el proceso de conexión de clientes, el diligenciamiento de la información requerida, mejorar la trazabilidad y cumplimiento de tiempos, así como alineándose a los requerimientos de la regulación CREG Circular 001 del 2023, se realizaron modificaciones en los sistemas de autoatención, para ofrecer al cliente la posibilidad de adjuntar documentos técnicos y comerciales tales como: el recibo técnico de la visita en terreno, los formatos de solicitud, factibilidad y rechazo.

Por otra parte, se desarrollaron evoluciones en los sistemas de crítica de lecturas, dando cumplimiento a la resolución CREG 105 007 del 2024 del ente regulador, con el fin de implementar la identificación de clientes susceptibles a una investigación por desviación de consumos significativos, de acuerdo con los nuevos requerimientos de dicho ente.

Generación

Ciberseguridad en plantas de Generación

El proyecto tuvo como objetivo principal analizar e implementar controles de seguridad para proteger los sistemas de control industrial en las plantas de generación de energía. Estas acciones se llevaron a cabo de acuerdo con la guía de ciberseguridad emitida por el Consejo Nacional de Operación (CNO) en Colombia y los estándares NERC-CIP (North American Electric Reliability Corporation–Critical Infrastructure Protection) aplicables a Centroamérica (CAM).

Este proyecto contribuyó a fortalecer la resiliencia y seguridad de las infraestructuras críticas de generación, garantizando la protección de los sistemas operativos frente a amenazas cibernéticas y alineándose con los estándares internacionales y normativas locales.

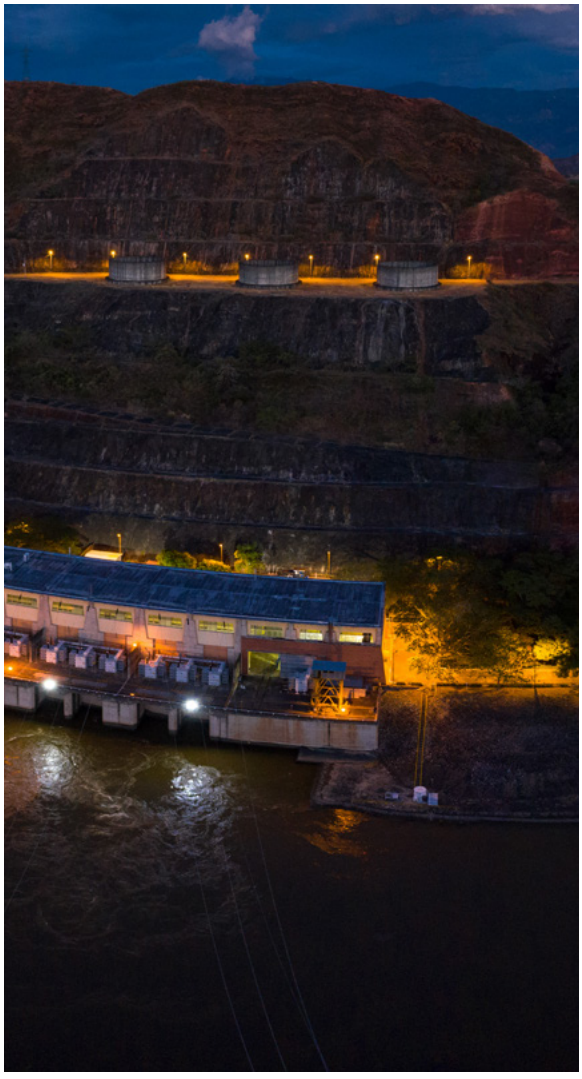


Redes Inalámbricas

El Proyecto Redes Inalámbricas (WiFi) continúa buscando fortalecer la conectividad en las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, y se logró la instalación de 55 equipos nuevos en las centrales mencionadas.

Control Room y automatización de plantas

En 2024, el Grupo ENEL llevo a cabo dos importantes iniciativas para mejorar nuestra infraestructura tecnológica lo cual permitió la adquisición e implementación de un cluster avanzado para la virtualización del sistema SCADA en la Sala de Control de Colombia. Además, se ha modernizado el perímetro de seguridad en el marco del proyecto Telecontrol Fase II en las centrales de Guavio, Betania y Quimbo.



Telecomunicaciones

Mejoras Disponibilidad Conectividad en planta Guavio

Durante el primer semestre de 2024 se logró implementar una solución de Telecomunicaciones con un enlace de fibra óptica en modalidad IRU (Derecho Exclusivo de Uso por sus siglas en Inglés) con UFINET, lo cual evita la dependencia exclusiva del operador y también permite mejorar considerablemente la conectividad y disponibilidad para servicios de monitoreo, reporte de variables, gestión de la medida y red corporativa de la centrales Guavio al disponer de una velocidad de 1Gbps hacia Bogotá.

Mejoras en la conectividad en red CADES

A partir del 1 de septiembre fueron aumentados los anchos de banda de los enlaces de los centros de atención en las oficinas de atención a clientes en la red CADE y en la red Super CADE a 10 y a 20 Mbps respectivamente, con el fin de asegurar una mayor velocidad de acceso para los aplicativos que soportan la atención presencial de nuestros clientes.

Conectividad extendida Starlink Plantas Hydro

Al finalizar el 2024 se entregaron tres (3) Kits móviles de Alto Rendimiento de Starlink para asegurar el acceso internet en campo para el proceso de generación de permisos de trabajo de HSEQ en las plantas de la cadena del Río Bogotá, Quimbo-Betania y la central Guavio.

Renovación infraestructura de Telecomunicaciones

Durante el año 2024 se adquirieron e instalaron equipos de última generación, para subestaciones de Alta Tensión de distribución y centrales de generación, así como también para la red de datos que brinda la conectividad corporativa en sedes operativas de distribución, oficinas de atención a clientes y en centrales de generación. De la misma manera se renovaron 13.5 Kms de cable de Fibra Óptica entre las subestaciones AT Torca y Calera para asegurar los niveles de disponibilidad en los servicios críticos asociados a estas subestaciones.

Mejora Conectividad *WAN* e Internet

Durante el 2024 se ejecutó un proyecto de renovación y mejora de infraestructura la cual brinda el acceso principal a la nube privada de ENEL y a Internet, con el fin de estandarizar la arquitectura a un modelo común a todos los países y asegurar de manera ágil el despliegue global de políticas frente a requerimientos de ciberseguridad.

PERSPECTIVA CLIENTES

La aceleración de tendencias como la digitalización y electrificación son elementos clave, y más considerando que las ciudades y nuestros clientes serán los principales responsables del consumo energético mundial. Bajo esta premisa y dando al cliente el rol más protagónico en este proceso de transición, durante el año 2024 se llevaron a cabo los siguientes proyectos:

Clientes No Regulados

Silicom – Panamá

Con la evolución de esta aplicación se logró cubrir el proceso de Facturación de Compras, asegurar el cumplimiento de *User Accesibility* y el Reporte oficial para la autoridad de energía (ASEP). Esto aseguró el cumplimiento oportuno ante la autoridad energética del país y el cumplimiento normativo e Inclusión.



Excellence–Colombia

Mejora del Portal en Internet para clientes asociadas a la experiencia del usuario (UX/UI). Transformación del portal en una herramienta más intuitiva, accesible, eficiente y alineada con las expectativas de los clientes modernos, optimizando los procesos del portal y aplicando los principios de diseño '*responsive*' con una experiencia consistente en cualquier dispositivo.

Clientes Regulados

Canales Digitales

Durante el 2024 se realizaron mejoras en nuestros canales digitales de atención:

Página WEB y *Cloud Contact Center*

- Ajustes en las plataformas tecnológicas orientadas a la mejora de la experiencia del cliente y a la generación de eficiencias operativas en la atención presencial, telefónica y escrita.

Gestión de clientes

En 2024 se implementó la solución tecnológica para el envío de encuestas a nuestros clientes a través de los *bots* de atención no asistida (*whatsapp*, *Facebook* y *chat* en página web). Adicionalmente, se llevaron a producción 16 evolutivos orientados a la mejora en los procesos de atención al cliente y nuevas conexiones.

Liquidador CFC

Nueva alianza entre Enel Colombia y Scotiabank Colpatria, durante el año se realizó la operación y estabilización de dicho sistema llamado Liquidador CFC (Crédito Fácil Codensa), logrando soportar los diferentes procesos críticos de negocio, los cuales van desde la liquidación, facturación y amortización de los servicios financieros, hasta los procesos de atención al cliente que son atendidos desde canales de Scotiabank Colpatria y Enel Colombia.

Facturación electrónica de productos y servicios de valor agregado

Teniendo como base el nuevo proveedor tecnológico para la facturación electrónica de productos propios de Enel Colombia, durante el año se realizó la operación y estabilización de este proceso, certificando más de siete (7) millones de documentos, cumpliendo con la regulación.



PERSONAS

Dando continuidad a nuestro proceso de automatización y digitalización de procesos internos, contamos con nuestras personas como factor diferenciador. Para ello, promovemos ambientes de trabajo diversos e inclusivos, donde la motivación y compromiso son elementos distintivos para avanzar en nuestro propósito.

Implementación de automatización robótica de procesos (RPA) para Servicios Generales y *Security*

Se implementaron soluciones de RPA para el área de Servicios y *Security* asociados a los procesos de envío de facturas a gestión bancaria, pedidos y conformidades de pago por bienes y servicios, y reporte de aprobaciones de acceso físico a las instalaciones de Enel Colombia mejorando así la eficiencia y reduciendo tiempos en los procesos impactados.



Implementación Mejoras en el Sistema de Radicación y Correspondencia (SRC)

El sistema de radicación y correspondencia apoya los procesos asociados con la respuesta a todos los comunicados, peticiones, quejas, reclamos y sugerencias (PQRS) de la Compañía. En 2024, se implementaron las siguientes mejoras al sistema:

- **Radicación de Facturación:** Permite la creación de entidades extranjeras, su uso y asociación dentro de los diferentes módulos, tanto de facturas como de documentos. Así mismo, permite la generación de reportes automáticos.
- **Formulario WEB:** Permite la radicación virtual en el Sistema de Radicación y Correspondencia (SRC) para todos los clientes externos solicitud no esté asociada a un servicio contratado con Enel, facturas, peticiones de pago y notificaciones judiciales.

PAGO NOP (Sistema de nómina)

Se implementaron los Beneficios Convencionales de los trabajadores cuando hay traslados o cambios de línea de negocio (Pilares), así como la disminución de la jornada laboral de acuerdo con lo decretado por el Gobierno Colombiano.

Gestor.com

Mejora en el módulo de registro de horas trabajadas por el personal adscrito a las empresas contratistas, así como implementación de los nombramientos de gestores de contratos para Centro América (CAM) en forma automatizada.

Proyectos con alcance Regulatorios y transversales

Documento Equivalente Electrónico
Durante 2024 se desarrolló el proyecto para implementar la resolución No. 000165 de la DIAN y su anexo técnico 001, el cual determina las condiciones para la emisión del documento equivalente electrónico orientado al mercado regulado de energía.

Proyecto Suite *Next Tax*
Se encuentra en productivo desde el 30 de junio de 2024 para con el fin de optimizar el proceso de gestión de litigios tributarios y el cumplimiento con los requisitos de Auditoría.

Proyecto Sturnis
Se encuentra en productivo desde el 30 de junio de 2024, permite la digitalización del proceso de anotaciones a los estados financieros de las empresas de Enel en Colombia. Cumple con los requisitos de auditoría y evita la imposición de multas.

Migración portal terceros a Drape
De acuerdo con las necesidades de ENEL COL se implementó las funcionalidades del Portal Terceros: donde se presenta la información de pagos de factura, Certificados de retención y notificación de pagos.



Mejoras para la Facturación Electrónica–Colombia

Implementación de evolutivos para las aplicaciones involucradas en el proceso de facturación de los clientes para el cumplimiento de la normativa local, asegurando que los Documentos Tributarios Electrónicos (DTE) sean aceptados por la DIAN.

Plan Ola Invernal

Dado los riesgos y desafíos derivados del Fenómeno climático denominado La Niña durante el 2024, se implementó un plan preventivo para asegurar la continuidad del negocio ante la materialización de los riesgos identificados a nivel de sistemas y plataformas tecnológicas que soportan los procesos de Generación, Distribución, Comercialización y *Trading*.

Proyectos con alcance Financiero

Giros al Exterior

Digitalizar el proceso pagos a proveedores del exterior diferentes a moneda pesos colombianos (COP).

Proyectos con alcance Compras

Baseline

Se ha mejorado la fiabilidad en lo que concierne a las actividades recurrentes, a través de la implementación de tres nuevos indicadores (Eficiencia del precio de mercado, Eficiencia del precio objetivo e Impacto en las palancas de negociación), optimizando la funcionalidad del modelo y la estimación del valor de mercado esperado.



Gestión de proveedores (Calificación y SPM)

Se ha implementado una lista de verificación general para mejorar la objetividad de las evaluaciones y garantizar el flujo de información estrictamente relacionada con los aspectos primarios de la evaluación y calificación de proveedores.

Mejoras en indicadores de sostenibilidad y planes de acción

Se afinó el cálculo de algunos indicadores (K) de sostenibilidad y se incorporó la gestión automática de planes de acción desde el momento de la adjudicación.

CIBERSEGURIDAD

Durante 2024, se desarrollaron las siguientes actividades asociadas a la gestión de ciberseguridad:

Campañas simuladas de *phishing*: Durante el 20234, se realizaron varias campañas simuladas de phishing para poner a prueba la capacidad de los empleados para reconocer correos maliciosos, así como para reportarlos a través del botón de *PhishAlarm.*

***Cyber exercise*:** En 2024 se realizaron los simulacros tanto para la línea de generación como para la de Grids en Colombia. Estos ejercicios, dirigidos por el Equipo de Respuesta ante Emergencias Informáticas de la Compañía, involucraron a las líneas de negocio cuyo objetivo fue entrenar la capacidad de respuesta de todos los actores implicados.



SST, SEGURIDAD Y SERVICIOS ADMINISTRATIVOS

SALUD Y SEGURIDAD – GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía viene acompañada de un sistema integrado de gestión SGI, el cual, partiendo de las personas en el centro de las operaciones, desarrolla una estrategia multidimensional orientada a garantizar la integridad de las personas, el medio ambiente y la correcta gestión de los procesos

Salud y seguridad

El año 2024 culminó con más de 7,62 millones de horas hombre trabajadas, alcanzando un índice de frecuencia de 0,0, sin duda un gran resultado que se construye por medio de la implementación de iniciativas locales, globales y de holding, en torno a la seguridad de las instalaciones, el involucramiento y concientización de las personas y procedimientos estrictos de seguridad; brindando herramientas para promover una cultura de la seguridad que se materializa en reducción de lesiones y enfermedades en el trabajo.

A continuación, se describen algunos de los programas.

Gestión del riesgo eléctrico:

En el 2024, la gestión se enfocó en actualizar el programa de gestión del riesgo eléctrico mediante el establecimiento de parámetros para la habilitación del personal, entrenamiento para la atención de posibles emergencias por choque eléctrico y la revisión de procedimientos técnicos con el objetivo de identificar las mejores prácticas para llevar a cabo estas actividades, garantizando el cumplimiento de los estándares de seguridad. También, se ejecutó capacitación del personal, alcanzando a una población objetivo de 274 personas a través del programa de formación *Electrical Risk Training*. Este programa estuvo compuesto por 4 módulos especializados, garantizando que el personal recibiera una capacitación adecuada para identificar y gestionar el riesgo eléctrico de manera adecuada.



Gestión del riesgo mecánico:

La gestión para la prevención de eventos de origen mecánico ha sido una iniciativa constante en la organización y para el 2024 la estrategia estuvo orientada a fortalecer las competencias técnicas y comportamentales de los trabajadores a través de la implementación de *Reinforcement* Plan; así como garantizar condiciones de equipos y herramientas, logrando diseño de implementación de fichas de seguridad para 100% de herramientas manuales.

En el marco del programa de izaje de cargas, durante el 2024 se desarrolló la inspección y certificación bajo estándar internaciones de más de 7.500 equipos y accesorios, lo que garantiza la confiabilidad de equipos bajos estándares ASME B 30 en todas las centrales de generación, así como la actualización de competencias del 100% del personal que participa en actividades de izaje de cargas (Operadores y aparejadores)

Espacios Confinados y Atmosferas Explosivas 'ATEX':

Se continuó avanzando en la formación y entrenamiento del personal operativo de las centrales de generación. Logrando la certificación de 17 nivel trabajador entrante, 33 Vigías y 11 Supervisores. Para el programa de atmósferas explosivas ATEX, se realizaron los estudios de explosividad y clasificación de áreas en todas las centrales de las tecnologías hydro y solar de Colombia, logrando evaluar más de 100 áreas.

Parthership with contractors/ subcontractors:

Durante el año 2024 continuó la ejecución del programa HSEQ Contratistas con la participación de empresas de Colombia y Centroamérica, buscando desarrollar competencias, medir el desempeño y gestionar la Seguridad, Salud Laboral, Medio Ambiente y Calidad de las empresas contratistas. Se contó con la participación de 41 empresas, evaluando 38 *ítems*.

Igualmente, se desarrollaron dos encuentros con Contratistas de manera simultánea, con conexión de los cuatro países, Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala, Involucrando a los gerentes y lideres de HSE de las empresas contratistas más relevantes, el objetivo fue revisar el avance de los indicadores de seguridad, como el *Contractor Safety Index* y el *Consequence Management*, compartir buenas prácticas y co-crear planes de acción para prevenir incidentes.

Gracias a la activa participación de los contratistas en nuestros programas de HSE, hemos logrado evaluar al detalle los peligros potenciales a partir de las lecciones aprendidas, inspecciones conjuntas, elaboración colaborativa, y actualizar los planes de acción de manera frecuente en nuestros procedimientos, implementando de manera alineada las medidas de control, realizar comités regulares para discutir temas de seguridad y resolver oportunidades de mejora, realizando la debida utilización de herramientas digitales para facilitar la comunicación y el intercambio de la información de interés, capacitaciones, sensibilización y campañas para promover una cultura de seguridad trabajada en conjunto, alineando nuestras iniciativas y fortaleciendo nuestro bienestar, seguridad y salud en el trabajo.



Formación y competencias para trabajos seguros y saludables:

Para Colombia y Centroamérica en el año 2024 se ejecutaron 12.016 horas de formación. Igualmente, con el fin de concientizar y capacitar continuamente a los trabajadores en la importancia de la seguridad y salud laboral, así como en medidas de prevención de accidentes y enfermedades laborales,

Cultura de la Seguridad:

Hemos trabajado en fortalecer la cultura de seguridad identificando y desarrollando líderes influyentes que inspiren y movilicen a nuestros equipos. Alineamos a nuestros líderes a un liderazgo visible y genuino en seguridad, hemos fomentado una mayor conciencia sobre la importancia de la seguridad en todas las acciones. Además, hemos desarrollado las habilidades necesarias para identificar y abordar comportamientos inseguros, promoviendo un cambio cultural sostenible hacia una cultura de seguridad de clase mundial, con nuestra estrategia "Cero Absoluto".

Profundizado en la cultura de seguridad de nuestra organización a través de una linea base la cual cuenta con un análisis detallado de los comportamientos y acciones de nuestros colaboradores. Este análisis nos ha permitido identificar las fortalezas y áreas de oportunidad en cuanto a liderazgo visible y de seguridad. Al comprender mejor nuestra cultura y las motivaciones individuales, hemos podido diseñar intervenciones más efectivas para promover un cambio sostenible, desarrollado desde un aprendizaje más efectivo y de una forma colaborativa un proceso formativo que combina capacitaciones grupales y *coaching* individualizado.

Este enfoque nos ha permitido crear una comunidad de práctica donde nuestros líderes y colaboradores pueden compartir experiencias, aprender de los demás y desarrollar un sentido de pertenencia a una cultura de seguridad sólida, esto con la participación de nuestras centrales de generación y sitios de construcción impactando a 170 colaboradores de Enel. A su vez venimos cultivando la conciencia e inteligencia emocional como cimiento de una cultura de seguridad, que desafía las convenciones tradicionales, con nuestro Programa *Power Emotions* el cual ha impac-



tado a más de 2.000 trabajadores entre personal Propio Enel y contratistas. Contribuyendo en la reducción de eventos de seguridad, contamos con el desarrollo de un modelo de inteligencia emocional a la medida y un aplicativo con inteligencia artificial, reconocimos a más de 1.000 trabajadores y consolidamos un grupo de 15 lideres de inspiración, generando motivación a la réplica.

Asimismo, hemos desarrollado la iniciativa *School of Safety*, inspirado en el método Montessori, que fomenta el empoderamiento y el aprendizaje experiencial. A través de 53 sesiones de trabajo, hemos creado un ambiente de trabajo más seguro para todos en espacios de experimentación del riesgo en entornos seguros y escuelas formativas adaptadas a la necesidad de cada proceso o sitio.

Con esto hemos avanzado en un programa de desarrollo integral para nuestros colaboradores, enfocado en fortalecer tanto sus conocimientos técnicos como sus habilidades blandas. A través de talleres especializados en liderazgo visible, comunicación asertiva y gestión del cambio, hemos ayudado a nuestros líderes a convertirse en referentes para sus equipos. Este enfoque holístico nos ha permitido desarrollar líderes más completos y capaces de enfrentar los desafíos de un entorno laboral en constante evolución, lo cual logra creer en una cultura que sume el SER + HACER.

Gestión de la salud:

La línea EGP&TGX de Enel Colombia desarrolló actividades de prevención y promoción de la salud para todos sus trabajadores, mediante las cuales se implementaron actividades dentro de varios sistemas de vigilancia epidemiológica para prevenir enfermedades laborales, prevenir enfermedades comunes y promocionar la salud en todas las áreas.

Inspecciones y caminatas de seguridad:

Se ejecutaron 11.482 inspecciones de campo, 2.252 inspecciones planeadas alineadas a las estrategias de riesgos de las Campañas de *Reinforcement* Plan, Observaciones *Safety* 926 enfocadas a intervenir comportamientos y condiciones de seguridad en sitio, aplicación de la *Policy Stop Work* con 96 intervenciones de interrupción de trabajos a riesgo en Colombia y Centro América, en cuanto a las Caminatas de Seguridad se ejecutaron 595 de ellas que involucran a los líderes y gestores de equipos y contratos con las principales figuras de autoridad en sitio para reforzar comportamientos y estándares seguros.



GESTIÓN HSQ COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA – *Energy & Commodity Management*

Durante el año 2024, *Energy and Commodity Management (E&CM)* continuó con el proceso de normalización en la gestión de seguridad y salud en el trabajo, medio ambiente y calidad *(HSQ, por sus siglas en inglés)* en Panamá y Guatemala.

En el aspecto de Calidad Colombia, Panamá y Guatemala, participaron en el proceso de recertificación del sistema de gestión de la calidad de la línea de negocio bajo el estándar de la Norma ISO 9001.Como resultado, se evidenció la conformidad de las operaciones en la región, obteniendo un resultado de cero (0) No Conformidades. ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas), el ente certificador, destacó como fortalezas la trazabilidad de la información, el conocimiento y la experticia de los responsables de los procesos, así como su capacidad de gestión.

En seguridad, se mantuvo en cero (0) los *Near Misses* y *First Aids* en toda la región. Sin embargo, se registró un accidente de trabajo en una de las empresas contratistas de la Gerencia en Colombia, que desplegó el desarrollo de un plan de acción enfocado en el análisis de mejora operativa y la implementación de controles adicionales necesarios para prevenir futuros accidentes de trabajo, tanto a nivel interno como externo.

Adicionalmente, en Centroamérica se establecieron nuevos contratos de servicios de inspecciones HSEQ, destinados a acompañar las operaciones en la región. Estas iniciativas contribuyeron a la verificación de la implementación de los estándares de seguridad y salud de la Compañía, así como a la mejora de los elementos de protección personal y colectiva, los procedimientos de trabajo seguro y la aplicación de nuevas medidas en los procesos.

Así mismo, se establecieron sinergias con otras líneas de negocio para mejorar los procedimientos y estándares de trabajo seguro. Se reforzaron las actividades con nuevos elementos de seguridad y salud, la implementación de equipos y herramientas, y metodologías que facilitaron la identificación e implementación de mejoras en los procesos.

Por otro lado, continuó la creación y fortalecimiento de la cultura HSEQ mediante la iniciativa *"HSEQ DAY E&CM"*. En este marco, se desarrollaron talleres sobre atención de emergencias, prevención de riesgos, autocuidado, seguridad y salud en el trabajo, así como el intercambio de buenas prácticas y experiencias. Estas actividades ayudaron a generar conciencia en el equipo de trabajo, contribuyendo a la prevención de accidentes y eventos de seguridad.



SISTEMA DE GESTIÓN HSEQ – ENEL X & *Market*

Cultura HSEQ

Durante 2024 se desarrollaron programas de gestión para el control de las tareas de alto riesgo. Las actividades más significativas fueron:

- Trabajo en equipo asesorados por Expertos Técnicos que garantizaron la validación documental frente al cumplimiento de normatividad colombiana vigente, por medio de talleres con empresas contratistas en el Programa Riesgo Eléctrico, Riesgo Químico, Programa Riesgo Vial y Programa Trabajo Seguro en Alturas
- Revisiones trimestrales de desempeño HSEQ, alineado con resultados de las evaluaciones a los contratos de alto riesgo.
- Realización de comités HSEQ mensuales.
- Reunión HSEQ presenciales ejecutados con participación de las gestorías de contrato y empresas colaboradoras.
- Co-creación de estrategias preventivas con empresas colaboradoras a través del análisis de causalidad de accidentes / Incidentes y resultados de inspecciones de seguridad, *Safety Enviroment Walk* y observaciones de seguridad
- Plan navidad y año nuevo desarrollado con las empresas contratistas.

Indicadores de Accidentalidad

El Índice de Frecuencia (IF) cerró el 2024 en 0,06, lo cual indico que no se presentaron accidentes graves en personal propio.

Para los incidentes que provocaron atención de primeros auxilios, se realizó la investigación, generación de medidas correctivas y preventivas y seguimiento de cumplimiento a las mismas a fin de evitar su recurrencia.

Por otro lado, en el año 2024 el índice General de Asentistas (IGA) fue del 40,3%, que corresponde a 438 mujeres y 543 hombres. Mientras que el Ausentismo Laboral General (ALG) fue del 10,16% de los cuales 2.128 días corresponden a mujeres y 2.819 días a hombres.



SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO – Enel *Grids*

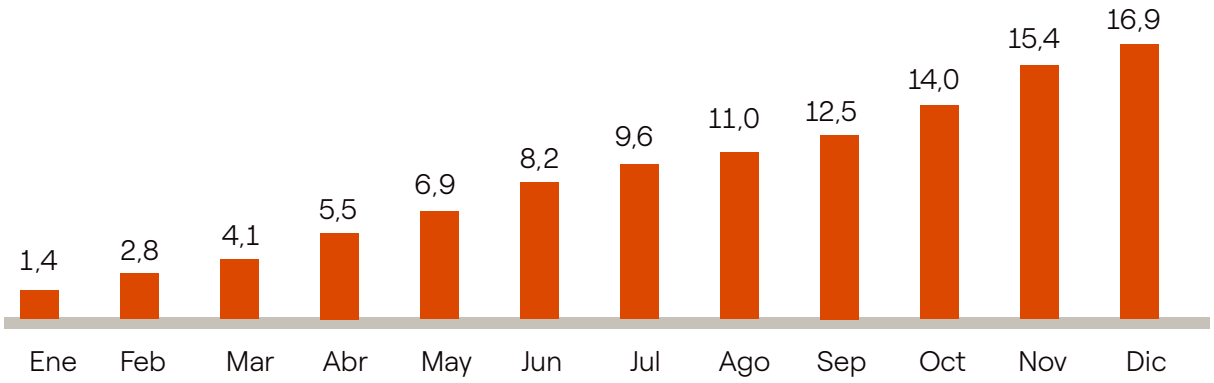
Fortaleciendo el cuidado y bienestar de nuestro equipo

La seguridad es responsabilidad compartida, y nuestras personas son el pilar fundamental en el desarrollo de las operaciones de la línea de distribución. Mantenemos un compromiso constante con la integridad y el bienestar de nuestros colaboradores. Por ello, durante el 2024, seguimos fortaleciendo la estrategia de seguridad y salud en el trabajo, centrada en siete áreas de enfoque que se describen a continuación:

Índice de Frecuencia (IF)

Enel Grids cerró el año 2024 con IF de 0.18, debido a la ocurrencia de 3 eventos relevantes uno de ellos lamentablemente con consecuencia fatal, lo que refleja la necesidad de reforzar continuamente las estrategias preventivas ante los riesgos prioritarios como son eléctrico y mecánico, especialmente en las actividades de mantenimiento y operación de la infraestructura eléctrica, estos eventos generaron la intervención inmediata de los equipos de salud y seguridad en el trabajo, con el fin de evaluar las circunstancias y aplicar medidas correctivas de forma inmediata.

ÍNDICE DE FRECUENCIA



Elecciones y Participación

Del 18 al 29 de noviembre de 2024, se llevaron a cabo las elecciones para designar a los representantes del COPASST, conforme a la legislación colombiana. Este proceso se desarrolló de manera digital a través de la plataforma proporcionada por la ARL SURA, con la participación de 883 trabajadores de la compañía.

Funciones y Actividades del COPASST

A lo largo del año 2024, el COPASST, integrado por representantes de todos los trabajadores, desempeñó un papel fundamental. Se llevaron a cabo 12 reuniones ordinarias y 1 extraordinaria, todas de manera virtual. En estas sesiones, se evaluó el avance de los programas de seguridad y salud en el trabajo, las condiciones laborales, la gestión de solicitudes de los empleados, las mejoras locativas en las diferentes sedes y la participación en investigaciones de accidentes, entre otras actividades clave.

Formación y Desarrollo del COPASST

En consonancia con nuestro compromiso por alcanzar la excelencia en seguridad y salud laboral, el equipo de Seguridad y Salud en el Trabajo brindó formación integral a todos los miembros del COPASST. Esta capacitación incluyó temas críticos como investigación de accidentes, gestión de riesgos, emergencias y salud ocupacional, entre otros.

Es importante destacar que todos los integrantes del COPASST completaron el curso obligatorio de 50 o 20 horas, según lo estipulado por la normativa vigente

Enel Colombia S.A. ESP reafirma su compromiso continuo con la seguridad y bienestar de todos sus colaboradores. Agradecemos la dedicación del COPASST en la promoción de un entorno laboral seguro y saludable.



Empresa saludable

En el 2024, como parte del compromiso con la salud de nuestros colaboradores, la empresa diseñó programas de salud específicos para fomentar estilos de vida saludables entre los trabajadores. Estos programas contribuyen a la promoción de la salud en el entorno laboral al identificar posibles riesgos y condiciones de salud relacionados con las tareas laborales, previniendo así la aparición de enfermedades laborales. Para alcanzar este objetivo, se gestionaron las siguientes actividades:

- 852 exámenes médicos ocupacionales con clasificación de riesgo cardiovascular, logrando una cobertura del 100%
- 56 chequeos ejecutivos, con una cobertura del 97%
- 920 inspecciones de puestos de trabajo con una cobertura del 100%
- Aplicación de 160 dosis de vacunación contra la influenza
- 187 tratamientos de desparasitación
- Ninguna enfermedad laboral reportada y una en proceso de calificación durante el 2024 Sedes operativas se realiza actividad de ergonomía participativa donde se implementa un prototipo de ergonomía para oficina con el fin de generar apropiación del conocimiento a través del juego con una cobertura de 314 colaboradores.
- Muévete por tu salud: pausa activa virtual 20 sesiones con cobertura de 371 colaboradores.
- Riesgos silenciosos en el teletrabajo 4 sesiones con cobertura de 43 en edificios corporativos
- Dile adiós al dolor lumbar 1 sesión virtual con cobertura de 35 colaboradores
- Mi cuerpo en relación con el trabajo: pausas y posturas 1 sesión virtual con cobertura de 172 colaboradores
- Entrega de kit ergonómico sedes corporativas con cobertura de 307 colaboradores 75%
- Core: núcleo central de la postura y el equilibrio, de la teoría a la practica 1 sesión virtual con cobertura de 39 colaboradores.
- Sensibilización ergonómica en edificios corporativos con cobertura de 131 colaboradores
- Pausas activas presenciales por sedes operativas metropolitana y rural logrando 5964 registros en lo corrido del año
- Capacitaciones de manejo del estrés manda a volar el estrés estrategia de afrontamiento del estrés para personal de centro de control

- Capacitaciones Pensamiento Flexible en la solución de problemas de la vida diaria promoviendo el pensamiento positivo para personal en general
- Aplicación del Cuestionario de Oviedo sobre calidad de sueño en los operadores del centro de control
- Divulgación de infografía prevención del suicidio y líneas de atención de la salud mental de la ARL de cuidado de la salud mental
- Mesas de trabajo junto con *People & Organization* relacionadas con la implementación de herramientas de desconexión laboral
- Capacitación descanso y sueño saludable para los operadores del centro de control
- Charla de conviviendo con la tristeza
- Capacitación en Sueño Saludable y Fatiga para el personal con diagnósticos en salud o puntaje alto en estrés 3n la batería de riesgo psicosocial



Formación y centro de entrenamiento Bosanova

Formación Presencial en el Centro de Entrenamiento Bosanova – CEB:

Se brindaron 41,716 horas de formación presencial en 96 temas con la asistencia de 6979 personas en el Centro de Entrenamiento Bosanova (CEB), a través de 413 actividades realizadas en colaboración con aliados como Enel X, Universidades, SENA, empresas contratistas, ARL Sura y diversos visitantes siendo un total de 116 empresas que utilizaron el CEB para capacitaciones, muestras empresariales, reuniones, eventos y entrenamientos.

Formaciones Virtuales:

Se realizaron formaciones virtuales en plataforma de la ARL Sura, *Forms* y Sena para personal de Enel Grids, divididas en temas, con un alcance a más de 989 trabajadores con 22.390 horas de formación. También se realizaron formaciones presenciales para el personal, en 163 temas de seguridad y técnicos para un alcance total de 947 trabajadores con 36.910 horas de formación, reporte suministrado de la plataforma *eDucation*.

Se realizaron formaciones virtuales en plataforma de la ARL Sura y *Forms* para personal de Empresas contratistas, con un alcance a más de 4.221 trabajadores con 4.099 horas de formación.

Apoyo mesa del sector eléctrico Sena:

Se apoyo la construcción de normas de competencia laboral para el sector eléctrico y los instrumentos de evaluación, realizando mesas de trabajo con profesionales del área HS y de las unidades operativas de Enel Grids.

Formaciones en Seguridad y Salud Ambiental para el Proyecto TQI:

Se realizo la localización de la PL 1251 y, actualización del documento de habilitación para el personal que realiza inspecciones de seguridad y ambiental, pertenecientes al proyecto TQI.

Se realizaron 13 formaciones en seguridad y salud en el trabajo y 11 en ambiental, para el proyecto TQI (*Total Quality Inspections*), cerrando el año con los siguientes indicadores:

Trainers 100% (52 trabajadores), Inspectores 92% (150 trabajadores), *EvolvinGrid* 96% (3 trabajadores), Inspectores externos –91% (57 trabajadores).

Se graduaron 177 de inspectores del proyecto TQI, tanto personal Enel como externos, se culminará el proceso de formación con el personal restante el primer semestre del año 2025.

Plan semilla

Se finalizo el plan semilla 2023–2024 con un total de 58 aprendices, continúan en formación 23 aprendices en etapa practica en el área de Bogotá y Cundinamarca.



Cultura de seguridad

El programa de cultura se desplegó en tres aristas de intervención. La primera de ellas se centra en la realización del diplomado de liderazgo en *safety* para 27 gerentes de empresas contratistas y líderes de Enel, en alianza con la Universidad de Cataluña. La siguiente iniciativa está relacionada con el programa "*Buddy Partner*", que bajo la premisa "*yo te cuido, tú me cuidas*", acumuló19.214 observaciones en terreno a trabajadores contratistas, el reconocimiento de 10 trabajadores seguros que hacen aplicación apropiada de la metodología y 25 jornadas de refuerzo en 14 empresas contratistas y Enel Colombia, con 1098 trabajadores formados en la misma.

Por otra parte, el plan de comunicaciones incluyó:

El diseño y socialización de 15 piezas de información técnica de control de riesgos prioritarios divulgadas al **100%** de las empresas contratistas.



Cuatro espacios tipo *webinar* gerencial enfocados en *safety*, con cobertura a más de **5,500 trabajadores directos** y de empresas contratistas en cada uno

También se llevó a cabo la segunda versión del *Electrical Safety Summit* en alianza con la administradora de riesgos laborales SURA. Este evento fue dirigido a directivos, lideres y responsables de HSEQ de Enel, empresas contratistas y otras empresas del sector. Los 215 asistentes tuvieron la oportunidad de participar en 7 conferencias y 2 conversatorios de alto estándar relacionadas con los principales aspectos identificados en la mejora del desempeño de la seguridad y salud laboral como son: Disciplina operativa, inteligencia artificial en la gestión de *safety*, normas técnicas de seguridad eléctrica y salud mental.

Así mismo, durante la jornada se dispuso un *show room* de innovación y tecnología en *safety* en el cual se dieron amplias demostraciones de desarrollos tecnológicos, dispositivos y mecanismos de control de riesgo eléctrico, mecánico y de salud por parte de algunos proveedores, la academia, Sura y Enel Grids.

Por último, se destaca la realización del evento de reconocimiento a los trabajadores seguros del 2024 en el cual se premiaron 30 trabajadores de 18 empresas contratistas que fueron referentes en su desempeño en seguridad en 3 categorías: Supervisor, trabajador técnico y profesional en seguridad y salud en el trabajo.

Gestión para la prevención de accidentes de terceros

Como parte de la estructuración final del plan 2024 de accidentes a terceros, se llevó a cabo en enero una jornada de Ideación donde participaron profesionales y lideres de diferentes áreas con diversas propuestas que se trabajaron dentro de las líneas de actuación del proyecto.

Dentro de las principales iniciativas, se declaró la de potencializar la formación y transferencia de conocimiento a terceros, no solo de forma presencial, sino también virtual con apoyo de prototipos de disrupción

y arco eléctrico; igualmente se declaró la importancia de potencializar el alcance y dar a conocer y concientizar a la población, a través de visitas a construcciones, proveedores de andamios, ventaneros, con entrega de cartillas de seguridad, entre otros aspectos; y materializar los convenios con el CIDET a través de las campañas preventivas dirigidas a estudiantes de colegios del distrito y con lideres del sector salud asociados a la Sub Red Norte del Hospital Simón Bolivar.

Adicionalmente, se trabajó con el equipo de Gestores Sociales para hacer campañas en localidades de alta accidentalidad; se logró incrementar la notificación de clientes con acercamiento a fachadas. Sumado a ello algunas intervenciones técnicas en aras de blindar la red en sitios de alta criticidad.

Resultado de las actividades realizadas, durante el año 2024, se logró una reducción del 25%, pues durante este año se presentaron 40 accidentes de terceros, que al compararlos con los accidentes presentados en el año 2023 según los reportes fueron del orden de 53 personas accidentadas; y en lo que corresponde a accidentes fatales se tuvo un reporte total para el año 2024 de 13 personas fallecidas; mientras que para el año 2023 el total fue de 18 personas fallecidas; lo cual refleja también una reducción en dicho reporte.

En cuanto a la causalidad del año 2024, el pareto continúa siendo las actividades de construcción y acercamiento a redes energizadas, que están alrededor del 80%. No obstante, lo anterior y conforme a la política de terceros, a la global se reportaron 37 accidentes de los cuales 12 fueron reportados como fatales.

Dentro de los logros en formación, se impactaron a más de diez mil (10000) personas, entre trabajadores del sector de la construcción, agremiados de la Construcción-Acol, agremiados al Círculo de Constructores, trabajadores de Concesiones, contratistas de la empresa Metro, empresas de telemáticos, equipos de emergencias, Comités de Gestión del Riesgo, Constructoras, Instituciones educativas, bomberos, trabajadores adscritos a la Aseguradora SURA y trabajadores propios, entre otros.

Sumado a lo anterior, se logró que la empresa Claro incluyera dentro de su plan de formación y/o malla curricular, el curso virtual propiedad de ENEL "**Enel Mil Maneras de Prevenir–** ocho (8) módulos en prevención de riesgo eléctrico"; cubriendo el 100% de sus trabajadores contratistas de telemáticos en Bogotá y Cundinamarca (4860).



Adicional se notificaron a más de 1800 clientes con acercamiento a fachadas, y se hizo una formación especial en seguridad y riesgo eléctrico dirigida a 50 bomberos a través de la Universidad Nacional, con prácticas en los laboratorios de alta tensión de dicha Institución; que sumado a las formaciones que se hicieron en diferentes sedes de bomberos se logró cubrir a más de 120 bomberos.

Se desarrollaron los convenios con la Sub Red Norte "Hospital Simón Bolívar" y el CIDET**;** para el caso de la Sub Red Norte se logró reforzar de forma pedagógica el control al riesgo eléctrico, sus impactos en la salud y en la integridad física y sensibilizar a terceros, formando en seguridad y riesgo eléctrico a más de 200 lideres de Comunidades, y estos a su vez con el conocimiento adquirido y material que recibieron (cartillas de seguridad), realizaron campañas en diferentes barrios llegando a más de 48000 personas de la comunidad de la Sub Red Norte (Entorno laboral, educativo, hogar)

Dentro del marco del convenio, y en coordinación con la SubRed Norte y el CIDET, se adelantó en conjunto con los delegados de cada institución, la primera Webinar sobre Quemaduras y riesgo eléctrico en Colombia. A través de esta se impactaron a 586 personas, y se alcanzaron 793 visitas; recibiendo comentarios muy positivos por la pertinencia del tema y la experiencia de los panelistas.

Adicionalmente se llevó a cabo otra *Webinar*, la cual fue coordinada por el Hospital Simón Bolivar dentro del marco del Convenio y fue realizada el 25 de Octubre; donde se hizo alcance al día de la Prevención por quemaduras; en este evento se hicieron participes 668 personas, con un reporte de 86 reacciones, 18 comentarios y 5 veces compartidos; adicional se llevó a cabo de forma presencial un Conversatorio Salvando Vidas, con panelistas expertos médicos del Hospital Simón Bolívar, expertos por parte de ENEL y del CIDET, con una participación de 40 personas. Los resultados mostraron un gran interés y participación de la comunidad en temas de prevención, lo cual nos reta a seguir trabajando de forma aunada con diferentes instituciones en aras de lograr llegar a toda la comunidad de Bogotá y Cundinamarca.

Se adelantó el convenio de Rehabilitación con la Fundación Betty Palomino, el cual fue materializado este año, en apoyo a pacientes del hospital Simón Bolivar; donde se logró dentro de la Donación hacer entrega de prendas compresivas, terapias físicas y entrega de la primera prótesis al paciente Oscar Matheus.

Mediante el convenio con el CIDET se llegó a través de la *campaña que No se te vayan las luces*, a varios colegios de las localidades con mayor accidentalidad, impactando a más de diez y ocho mil estudiantes (18000); todas estas campañas fueron difundidas en medios de comunicación (redes sociales, televisión, y radio), que impactaron a más de 28 millones de personas.



CALIDAD Y SISTEMAS DE GESTIÓN

GENERACIÓN DE ENERGÍA

El Sistema de Gestión Integrado (SGI) está conformado por los sistemas de seguridad y salud en el trabajo, medio ambiente, calidad, eficiencia energética y gestión antisoborno. Todos ellos bajo estándares ISO. Durante el año 2024 se dio inicio a la implementación del Sistema de Gestión en las nuevas plantas solares que han ingresado a su operación comercial en Colombia (La Loma, Fundación) y Panamá (Jaguito y Esperanza), asegurando la normalización de los estándares de los sistemas de gestión de la compañía.

Se realizó la gestión correspondiente para mantener las siguientes certificaciones:

- **ISO 9001:2015**
- **ISO 14001:2015**
- **ISO 50001:2018**
- **ISO 45001:2018**
- **ISO 37001:2017**

Se ejecutaron 41 proyectos de simplificación, presentando un avance de ejecución y cierre del 96% con una reducción de 2862 HH/mes y 35 mejoras finalizadas.

Con el fin de promover la mejora continua en nuestras centrales de Generación y Proyectos de Construcción, se desarrolló el programa de Excelencia Operacional, un programa de reconocimiento que apalanca el logro de las principales metas de nuestras plantas en operación y que motiva a los equipos hacia el logro de la Excelencia, se monitoreo el cumplimiento de los principales objetivos del 2024 y se realizó el reconocimiento a más de 100 trabajadores de las centrales y proyectos ganadores.

ENEL X

En el 2024 se logró la recertificación de los sistemas de gestión bajo las normas ISO 9001:2015 sistema de gestión de calidad, ISO 14001:2015 Sistema de gestión de medio ambiente y la norma ISO 45001:2018 sistema de gestión en salud y seguridad en el trabajo. Estas certificaciones ayudan a la organización de los procesos, mejorar la satisfacción de los clientes, mantener altos estándares en medio ambiente y cumplimiento de legislación en temas de seguridad y salud en el trabajo. La certificación fue otorgada por el ente certificador ITIC Colombia, la cual tiene una duración de 3 años.

El Sistema Integrado de Gestión SIG cerró al 95% de cumplimiento con referencia a las acciones correctivas, preventivas y de mejora establecidas.



ENEL *GRIDS*

En el año 2024, se desarrollaron las siguientes iniciativas de mejora destinadas a fortalecer la coordinación entre las diferentes unidades organizativas, reducir los reprocesos y mejorar la oportunidad y calidad de respuesta a nuestros clientes:

- **Nuevas conexiones:** reducir el tiempo de la conexión a través de un recibo con las condiciones mínimas, preparación adecuada y oportuna
- **Trabajos programados:** disminuir el tiempo del proceso de preparación de los trabajos programados y mejorar su efectividad en ejecución
- **Contrataciones:** disminuir tiempo de la fase pre-tender para aumentar la oportunidad en la contratación de servicios.
- **Operación de la Red:** mejorar el cumplimiento de los tiempos de la atención de fallas MT, a través del seguimiento en tiempo real de cada una de las etapas.
- **Gestión de Fallas:** mejorar identificación de fallas, promover instalación de componentes para evitar quema de elementos en zonas de altas descargas atmosféricas y mejorar logística para la atención nocturna de fallas.
- **Mantenimiento:** cuyos objetivos son mejorar en la validación de anomalías y en el análisis de viabilidad de nuevos equipos (resistógrafo, poda mecanizada)
- **Inspecciones comerciales:** disminuir visitas fallidas y disminuir manualidad en la facturación.

Con el fin de garantizar el mantenimiento y sostenibilidad de nuestro Sistema de Gestión Integrado – SGI, con apoyo del ICONTEC se llevó a cabo la auditoria de renovación de certificación en los componentes de: Salud y Seguridad en el Trabajo (ISO 45001:2018), Medio Ambiente (ISO 14001:2015), Calidad (ISO 9001:2015), Energía (ISO 50001:2018), Activos (ISO55001:2014)

La verificación confirmó el cumplimiento de las normas, destacando la madurez y mejora del Sistema de Gestión Integrado. La certificación, vigente hasta junio de 2027, abarca las actividades de distribución de energía eléctrica en las zonas de operación de ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

- Planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica en los niveles de tensión de AT, MT y BT del STR y SDL.
- Conexión de clientes finales y productores, medición y balance de energía y operaciones comerciales.

Adicionalmente en el año 2024 se inició el proceso de implementación del Sistema de Gestión Social y su alineación con el Sistema de Gestión Integrado de Enel Grids, este nuevo componente del SGI tiene como referencias las normas de desempeño definidas por el IFC (*International Finance Corporation*)



SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO ENEL *GRIDS*

ISO 9001:2015
Sitema de Gestión de la Calidad
icontec

ISO 14001:2015
Sitema de Gestión Ambiental
icontec

ISO 50001:2018
Sitema de Gestión de Energía
icontec

ISO 45001:2018
Sitema de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo
icontec

Enel Grids Colombia

ISO 50001:2014
Sitema de Gestión de Activos
TÜV Rheinland



SERVICIOS ADMINISTRATIVOS

Servicio al cliente interno

Durante el año 2024 se atendieron 6.977 solicitudes de servicios a través del Canal de Atención de Servicios Administrativos (CASA), con un nivel de oportunidad de atención de estas solicitudes del 91.3%, calidad percibida por los clientes en el proceso de atención telefónica del 96.1% e índice de satisfacción de clientes en cuanto la prestación del servicio del 96.1%.

Mapa tecnológico

Se implementaron las siguientes soluciones previstas en el mapa tecnológico para el 2024 que permiten avanzar en la transformación digital para la atención de requerimientos de los empleados de la Compañía:

- **Gestor.com**

  Se gestionó el dashboard de gestor.com para automatizar los informes estadísticos de las auditorias jurídico laborales, hallazgos y requerimientos que se atienden desde el sistema, propendiendo por la simplificación de los procesos y disminución de los tiempos asignados para realizar estos informes que se realizaban de manera manual.

- **Evolutivo RPA para pedidos y conformidades de pago de administraciones y arrendamientos**

  El objetivo del evolutivo fue mejorar y añadir pagos correspondientes a nuevos meses en las administraciones y arrendamientos previamente registrados en el robot. Esto implicó la actualización y ampliación del sistema para incluir los pagos recurrentes de cada periodo, garantizando que los registros de las administraciones y arrendamientos se mantuvieran al día y se procesaran de manera eficiente, evitando omisiones y errores en la liquidación de los pagos.

- **Robotización relacionada a facturación de proveedores**

  Esto permitió optimizar la gestión y el pago de las facturas, reduciendo los tiempos de procesamiento y minimizando los errores manuales en el proceso de liquidación.

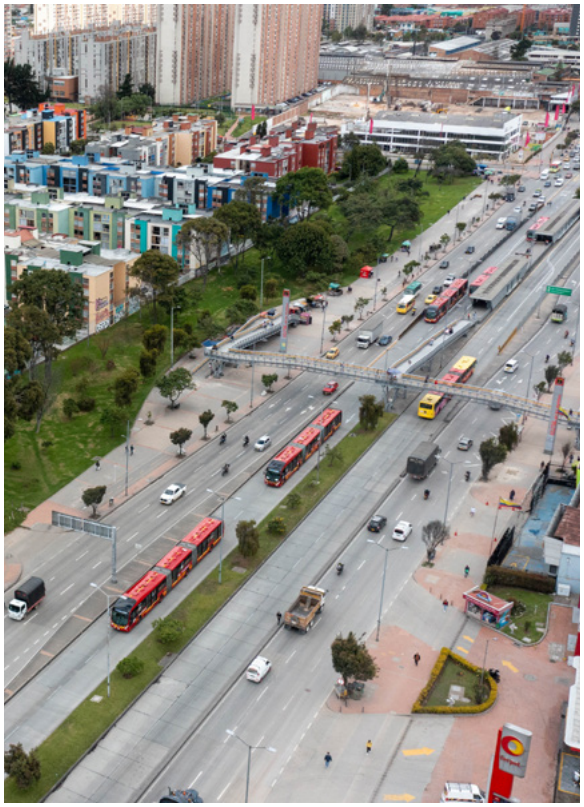
- **Implementación RPA para pedidos y conformidades de pago por bienes y servicios**

  El proyecto cumple con el objetivo de diseñar un robot capaz de leer archivos de contratos y entregas de bienes y servicios, realizar la validación completa de los datos y ejecutar la creación de pedidos y conformidades en el Sistema SAP, conforme a los parámetros preestablecidos. Esta solución ha mejorado significativamente la eficiencia operativa y ha reducido los tiempos en procesos repetitivos.



Gestión Inmobiliaria

- Se logró la devolución por pago en exceso del impuesto de compensación predial del municipio de Soacha para las vigencias 2019 a 2022 por valor de $341 Millones COP.
- Se realizó la gestión ante la Unidad Administrativa de Catastro Distrital -UAECD–del cambio del destino económico para un total de 30 predios asociados a la línea de Distribución, en los que se resaltan subestaciones eléctricas de potencia como Morato, Concordia, Tibabuyes, Calle 67, donde se obtuvo como resultado las Resoluciones de ajuste a uso dotacional privado, representando el ahorro en pago de impuestos prediales, multas y sanciones por un valor aproximado de $3.000 Millones COP.
- Se logró la actualización catastral de los predios de propiedad de ENEL en los municipios de Garzón y Gigante asociados a la Central Hidroeléctrica Quimbo, generando un ahorro de $20 Millones COP en la liquidación del impuesto predial para los reasentamientos colectivos.
- Se realizó la firma de la escritura de venta y servidumbre a favor de la Agencia Nacional de Infraestructura ANI de predios en el municipio de Sibaté por valor de $11.254 Millones COP.



- Se realizaron cierres de transacciones en la gestión de improductivos e imposición de servidumbres por un valor total de $ 4.828 Millones COP, discriminados de la siguiente manera: En Generación por venta de terrenos un valor de $1.430 Millones COP en la venta de los predios Lote el Zinc (Gigante Huila). y Villa Fátima (Huila). En servidumbres un total de $1.608 Millones COP, en las que se resaltan las transacciones cerradas con el Grupo Enlaza en los sectores de Canoas Minas y CusioSoacha.
- Para Distribución por venta de inmuebles un valor de $1.728 Millones COP, en la que se resalta la transacción aceptada al Instituto de Desarrollo Urbano – IDU por la adquisición de una franja de terreno de la subestación eléctrica La Paz, ubicada en Bogotá. En servidumbres un total de $48 Millones COP.
- Se recibieron ingresos por arrendamientos en distribución por un valor de 167 Millones COP.
- Se recibieron ingresos por arrendamientos en generación por un valor de 1.692 Millones COP.
- En el marco de optimización de sedes se adelantó la devolución de espacios que se encontraban en arriendo, representando un ahorro para el año 2024 de $291 Millones COP, las sedes objeto de optimización fueron: SC La Mesa, SC Soacha, SC AV. Suba y tres oficinas administrativas ubicadas en Barranquilla.
- Se finalizó la formalización por compra de la Bodega Tenjo, escriturando el ultimo 25% del predio, transacción que para el año 2024 tuvo un monto de compra de $6.018 Millones COP.
- Para el proyecto Bogotá – Región 2030, se adelantó la compra de inmuebles para los proyectos CS JORDAN por $655 Millones COP, SE CENTENARIO por $4.900 Millones COP, SE ODATA NAVARRA por $2.150 Millones COP. Se adelantó firma de promesa de compraventa de un lote para cumplimiento de compensación en el proyecto LLTT GUADERO – DORADA por $162 Millones COP.
- Para los proyectos de movilidad eléctrica: se formalizó con el INVIAS las áreas de servidumbre para Las Subestaciones de los proyectos: REGIOTRAM–TREN DE OCCIDENTE por $2.971 Millones COP y MONTEVIDEO (KM5) por $12.600 Millones COP, así como también con la Empresa Metro de Bogotá para el proyecto METRO la SE PORVENIR por $2.444 Millones COP.
- Para los proyectos de ENEL GRIDS PM&C (Distribución) se gestionaron servidumbres en los proyectos: Reposición LLTT Guaca-Colegio por $ 2.220 Millones COP, LLTT AT REGIOTRAM por $2.552 Millones COP, LLTT AT SE PORVENIR por $ 6.094 Millones

COP, LLTT BOCHICA por $425 Millones COP, LLTT INTEXZONA por $ 728 Millones COP, Reposición LLTT MUUC por $355.Millones COP, Reposición LLTT Sabana Norte por $153 Millones COP.

- En cumplimiento de las obligaciones de licencia ambiental de Quimbo, se escrituraron siete (7) compensaciones a favor de la comunidad que optó por Reasentamiento Colectivo.
- Para la compensación ambiental "3184 hectáreas" por sustracción de la reserva forestal del vaso del embalse, se realizó la compra del predio la Isabela con un área de 100,9 ha, por valor de $1.067 Millones COP, ubicado en el municipio Paicol.

Obras

- Se realizan las oficinas de **Enel Barranquilla** con 600m2 para la operación EGP, Enel X y E&CM con lineamientos LEED y WELL y una inversión en el 2024 de $2.122 millones COP.
- Como parte del proyecto de **Actualización Tecnológica de Iluminación para la seguridad en SE**, se implementaron mejoras en la iluminación en cuatro subestaciones eléctricas, al interior de las casas de control, perímetro del patio de conexiones y en las zonas exteriores permitiendo minimizar riesgos de intrusión y mejor control visual de los equipos de seguridad electrónica, al igual que seguridad en los grupos de mantenimientos para atención nocturna con una inversión de $655 millones COP.
- **Mejora Integral de Cerramientos SE**, interviniendo SE Ramal, SE Facatativá, SE Sauces, SE Paramo y la SE La Virgen para salvaguardar los activos en las subestaciones de Enel. Con una inversión de $1.849 millones COP.
- **Cambio de cubiertas en asbesto** de casas de control de tres subestaciones eléctricas SE Muña Fase 2, SE Autopista y SE Castellana. Inversión total de $783 millones COP.
- **Adecuaciones de regulación Bodega Tenjo**, que incluyen cerramiento para contener incendios de vecinos, sistema de apantallamiento y normalización de carga eléctrica. Con una inversión de $2.365 millones COP.
- **Cerramiento central Termozipa**, para contener las instrucciones de personal no autorizado se realiza una delimitación en costa occidental de 650ml del nuevo lindero. Con una inversión de $344 millones COP.
- **Sedes Cundinamarca:** En el marco del mejoramiento a la infraestructura locativa de las sedes operativas y centros de servicio se dio apertura y puesta en funcionamiento de la sede operativa La Palma con un área construida de 520m2 una inversión de $2.476 millones COP, Se realizó la remodelación del centro de servicios Madrid con un área de 176m2 y una inversión de $1.630 millones COP, con la creación de la zona 11 de operación técnica en Cundinamarca se construyó la nueva sede operativa en el municipio de San Juan de Río Seco con un área de 100m2 y una inversión de $670 millones COP para inicio operación 2025 y se inició la construcción de las nuevas sedes operativas de Pacho y Cáqueza y la sede mixta de Fusagasugá con una inversión en el 2024 de $4.800 millones COP.
- **Mejoramiento infraestructura de servicio al cliente:** se aprobó y adecuó las oficinas satélites de servicio itinerante a clientes en Cundinamarca en los municipios de La Vega, Chocontá, Gachetá, Medina y San Juan de Río Seco con una inversión de $220 millones COP y se realizó la adecuación del centro atención a constructores de GRIDS en Bogotá con inversión de $134 millones COP.



Certificación *Well* Oficinas Corporativas

- En el año 2024, se obtuvo certificación *WELL* PLATINO para oficinas Corporativas de Costa Rica, con un puntaje de 99 de 100.
- Se obtuvo la certificación *WELL PLATINUM* para el edificio corporativo Q93 ENEL en Bogotá siendo así el segundo edificio de la compañía en lograr esta certificación en Colombia y el segundo en el país.

Servicios Generales y Gestión de Instalaciones

Gestión de Espacios

- **Gestión de Activos (Inventario e Improductivos):** Se reutilizó mobiliario de bodega (escritorios, sillas, televisores y video-beam) para satisfacer las necesidades de mobiliario en las sedes La Palma, Guayepo y La Loma, lo que generó un ahorro de $280 millones COP en la compra de nuevo mobiliario.
- Adicionalmente, se apoyó a la Gestión de Sostenibilidad con los convenios con entidades como Bomberos de Cáqueza y Sesquilé, por medio de la donación de mobiliario de oficina en desuso por un valor de $6 millones COP.
- **Mejoras en infraestructura edificios corporativos:** Se aumento la capacidad de estaciones fijas de trabajo en 96 puestos adicionales para inicio en funcionamiento en 2025 y se mejoraron las condiciones de funcionalidad de algunos espacios como oficinas de gerentes, baños, duchas y salas abiertas de trabajo con una inversión de $973 millones COP
- **Mejoras en infraestructura en áreas administrativas Centrales de Generación:** Se adecuó el área de vestieres de la Central paraíso para independizar los vestieres para mujeres y hombres dando cumplimiento a requerimiento del COPASST con una inversión de $180 millones COP.
- Se efectuaron mantenimientos capitalizables en iluminación (3 sedes), cambios de pisos (2 sedes), cambios de cubiertas (2 sedes), en las áreas administrativas de las centrales Quimbo, Betania, Guavio, Paraíso, Darío Valencia, Termozipa, La Guaca y Salto por $ 1.070 millones COP.
- Se realizó la renovación de los equipos de preparación y refrigeración de alimentos (Neveras, refrigeradoras, estufas, hornos), de los 7 casinos de las Centrales Muña, Paraíso, Darío Valencia, Betania, Quimbo, Guavio y Termozipa por valor de $500 millones COP.
- Se realizó la reposición de equipos electrodomésticos (neveras, lavadoras y televisores) en las sedes Salto, Darío Valencia y La Guaca por valor de $ 30 millones COP.
- **Mejoras en infraestructura en subestaciones de potencia:** Se realizaron intervenciones en 22 subestaciones de potencia, incluyendo mejoras en puertas de ingreso (9), señalización plana en piso (1), cubiertas (1), reposición iluminación instalaciones externas (1), tuberías (3), mallas perimetrales (4), baños (2), pintura (1), concertina (1), entre otras. Estas mejoras, por un valor de $1.169 millones COP, garantizaron la seguridad de las personas y la infraestructura, así como la mejora de la imagen corporativa.



Servicio de restaurantes en Centrales de Generación–Casinos

Para el 2024 se continua la prestación del servicio con el mismo proveedor, garantizando la continuidad de las iniciativas de valor compartido y economía circular cuyo principal objetivo es apoyar y fortalecer a la población local. Con cierre a diciembre el proveedor mantuvo contratado en un 48% personal de las zonas de influencia de las centrales de generación.

Sistemas críticos y gestión de energía

- **Renovación de Equipos de Aire Acondicionado:** Como parte del proyecto de renovación de equipos de aire acondicionado, se intervino la sede comercial de Venecia mediante la sustitución de 15 equipos del sistema Variable Refrigerante *Flow* VRF, con una inversión de $213 millones. Esta mejora ha optimizado el confort de los empleados que laboran en esta sede.
- **Renovación de Ascensores:** En el marco del proyecto de renovación de ascensores, se realizó el *overhaul* del ascensor de carga del edificio Técnico, con una inversión de $60 millones, garantizando así la seguridad de los usuarios.
- **Eficiencia en Equipos edificio corporativo Q93:** Se llevó a cabo el mantenimiento general del sistema de agua recirculada de los aires acondicionados y se realizó un *overhaul* a las bombas de la torre de enfriamiento, con el objetivo de reducir la cantidad de óxido en el sistema, protegiendo los equipos de daños prematuros y extendiendo su vida útil, con una inversión de $118 millones.
- **Redistribución de Sensores de Calidad del Aire:** Se redistribuyó la ubicación de los sensores de medición de calidad del aire de los edificios corporativos Calle 93 y Q93, mejorando la precisión de las mediciones reportadas en el sistema *Building Management System* BMS. Esta acción, con una inversión de $120 millones, cumple con los requisitos establecidos para la certificación *WELL*.



Control Contratistas

Con el propósito de mitigar los riesgos jurídico-laborales derivados de la contratación de servicios con terceros, asegurar el cumplimiento de las obligaciones contractuales y a su vez fortalecer las relaciones con las empresas contratistas se desarrollaron las siguientes acciones:

- Se realizaron 297 auditorías laborales a los principales contratos para validar el cumplimiento de los aspectos jurídicos laborales, y cubrimiento del 43% de los contratos de servicios, durante la ejecución de las auditorías se identificaron 254 hallazgos, en donde los contratistas adoptaron acciones correctivas y a la fecha el 76% de las mismas se encuentran implementadas.
- Durante el año 2024 se continuó con la ejecución del contrato de auditorías laborales para empresas contratistas de Centroamérica, con un total de 63 auditorías laborales y un cubrimiento del 25% de los contratos de servicios, destacando que las empresas contratistas han valorado y recibido positivamente esta actividad y sus resultados, considerándola un aporte a la mejora de sus procesos.
- Se atendieron 249 materializaciones de contratos, con un nivel de oportunidad de atención del 99,6%.
- Se atendieron 79 liquidaciones finales de contratos para validar el cumplimiento de las obligaciones jurídico-laborales, con un nivel de oportunidad de atención del 100%.
- Se atendieron 70 solicitudes de concepto de autorización subcontratación en aspectos laborales, con un nivel de oportunidad de atención del 98,6%.

De otra parte, se contrató la prestación de los servicios de auditorías jurídico-laborales para proyectos renovables de EGP&TGx Ingeniería y Construcción y para los proyectos de Enel Grids PM&C.

Contratación

Durante 2024 se contrató de manera indirecta un promedio de 13.044 personas, a través de la celebración de 864 contratos de servicios con proveedores y contratistas para el desarrollo de actividades vinculadas principalmente con los siguientes procesos:

- Obras y Mantenimiento de redes eléctricas de Media y Baja Tensión.
- Obras y Mantenimiento de subestaciones y líneas de Alta Tensión.
- Atención Clientes (personalizada) y escrita.
- Lectura de Medidores / Reparto de boletas.
- Recepción, vigilancia
- Atención al cliente en call center
- Inspección y control de pérdidas

Construcciones y edificaciones

Los contratistas y subcontratistas vinculados en actividades de construcción, operación y mantenimiento, trabajaron un total de 27.515.900 Horas Persona Trabajadas.



IPRIL Índice de Prevención de Riesgos por Incumplimientos Laborales

Se publicó el **documento técnico DT SS062** con la definición de un método para realizar la evaluación de desempeño jurídico laboral de los proveedores de Enel, mediante el desarrollo de la Metodología de cálculo IPRIL Índice de Prevención de Riesgos por Incumplimientos Laborales, que permita visualizar mediante un mapa de calor el resultado de la evaluación de desempeño laboral de los proveedores y de esta forma establecer los controles de verificación de cumplimiento laboral a realizar.

SECURITY COLOMBIA

El aseguramiento de los activos físicos y estratégicos de la empresa, de las personas, de las operaciones e Infraestructuras se ha fortalecido en el último año, mediante la implementación de soluciones tecnológicas y el desarrollo de estrategias organizativas y de gestión que han permitido la evolución de los siguientes procesos:

Gestión de Riesgos en el Relacionamiento con Terceros

Proceso que en el último año presentó un incremento del **4%** del total de los análisis realizados para la detección y el tratamiento oportuno de los riesgos de tipo reputacional, económico y legal que pueden originarse en las relaciones con proveedores, socios empresariales y en general con cualquier tercero con los que la Compañía establece relaciones económicas o contratos, los cuales en 2024 llegaron a **2.848 evaluaciones de riesgos de contrapartes,** que se realizaron completamente *online*, con una cobertura y tiempo de respuesta que permite sean **gestionados sobre el 100% de las actividades de la empresa**.

Seguridad de la Infraestructura y Operación Local

En 2024 se implementó una Metodología de Evaluación de Riesgos en línea con la norma ISO 31000:2018, que con el soporte de herramientas tecnológicas de análisis han permitido a la compañía redefinir un Modelo de Seguridad, optimo y eficiente a través del cual:

- Se identifica la estrategia de inversión para reducir la exposición al riesgo de los activos;
- Se supervisa la aplicación de las contramedidas de reducción de riesgos;
- Se mide la eficacia de las contramedidas y las amenazas emergentes;
- Se priorizan las inversiones para la implementación de tecnologías de seguridad, con énfasis en las instalaciones e infraestructuras vitales y estratégicos de la nación



De esta forma en 2024 se adelantaron inversiones por valor aproximado de **$ 6.084 millones de pesos,** para la implementación de tecnologías que contribuyen al aseguramiento y protección de las infraestructuras y de los activos eléctricos dedicados a la generación y distribución de energía en las diferentes zonas de operación de Enel:

Proyectos de Seguridad 2024	Q Sedes	Valor COP
Seguridad electrónica en CENTRALES	3	138.795.616
Seguridad electrónica en PARQUES FOTOVOLTAICOS	3	2.377.005.412
Seguridad electrónica en SUBESTACIONES	17	1.094.416.436
Tecnología para seguridad en otras sedes	10	500.370.814
Ciber activos	1	124.876.689
Cerramientos perimetrales en SUBESTACIONES	7	1.849.157.719
	$ COL	**6.084.622.685**

La otra estrategias desarrollada para la protección de los ciberactivos críticos tanto de la línea de Generación como de la de Distribución, fue la participación activa y permanente en el **Comité de Ciberseguridad del Concejo Nacional de Operación – CNO**, en los frentes de trabajo dirigidos a la aplicación de la Guía de Ciberseguridad inmersa acuerdo 1502 del 02 de diciembre del 2021, garantizando que Enel pudiera asegurar la implementación de las medidas de control establecidas dentro de los plazos definidos para el 2024.



GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA

Durante el 2024, la gestión de Auditoría Interna y Cumplimiento se centró en reforzar y monitorear la operatividad del sistema de control interno y del programa de cumplimento, para garantizar continuamente la calidad, la transparencia, el servicio y la competencia en el desempeño de las operaciones de la Compañía. Dentro de las actividades realizadas durante el año se destacan las siguientes:

Función de auditoría y aseguramiento de riesgos

La función de auditoría se mantuvo alineada a las mejores prácticas, según la evaluación externa que la certificó con resultado de conformidad general con respecto a las normas internacionales para el ejercicio profesional de auditoría interna emitidas por el Instituto de Auditores Internos. Además, se dio continuidad a los trabajos bajo la metodología *Agile* y el refuerzo en la aplicación de las herramientas de *Data Analitycs*.

Se finalizó de manera satisfactoria el plan anual que contempló 12 trabajos de auditoría y 4 trabajos integrados al plan inicial, en los que se revisaron los siguientes procesos:

1. Compra y venta de energía a largo plazo
2. Planificación del mantenimiento de las centrales y gestión de costos
3. Gestión de contratos en la construcción y explotación de centrales renovables,
4. Gestión del crédito en Grids (Corte y Reconexión)
5. Análisis y planificación de los trabajos en la red AT-MT
6. Gestión de planes de preparación para emergencias
7. Gestión de convenios de alumbrado público
8. Contratación *Off Procurement* B2B
9. Gestión de crédito: actividades de recaudo y convenios de pago
10. Proceso de calificación de proveedores y monitoreo de requisitos
11. *Cyber security* Generación: seguridad perimetral
12. *Cyber security* Grids: telecontrol en subestaciones AT – MT
13. Análisis del riesgo de liquidez
14. *Security* de instalaciones en Generación
15. *Procurement* y *contract management security* en proyecto eólico
16. Comunicación de información hechos relevantes a la SIF

Adicionalmente, se realizaron 8 actividades de seguimiento a procesos sensibles (*Continuous Auditing*), asociados a donaciones, iniciativas de sostenibilidad, asuntos institucionales y regulatorios, selección del personal, patrocinios, salud y seguridad, *Red Flags* en *Procurement* y consultoría y servicios profesionales.

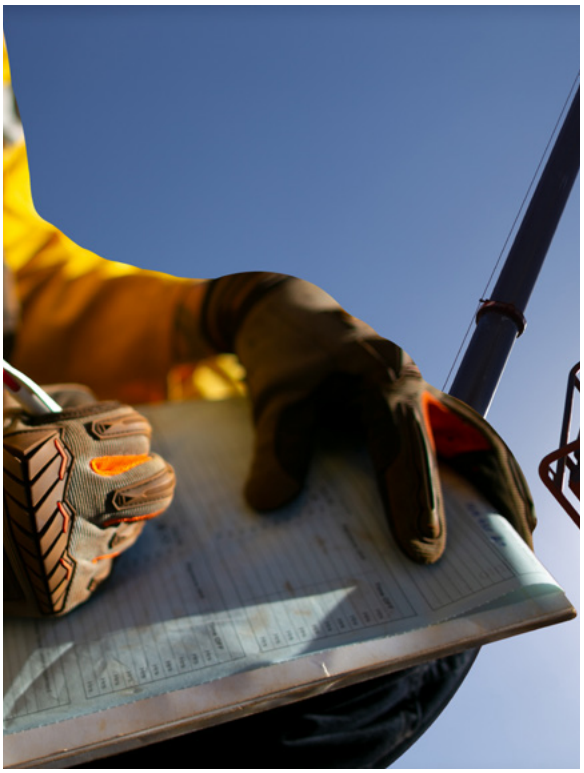


Al igual que en períodos anteriores, el resultado de los trabajos no ha puesto de manifiesto debilidades que comprometan significativamente el cumplimiento de los objetivos de la Compañía, según la metodología de valoración aplicada.

Se actualizó la evaluación de los riesgos de los procesos y de escenarios de fraude, considerando los nuevos contextos de trabajo y operatividad. En este contexto, fueron evaluadas todas las unidades de negocio, considerando cada una de las actividades que realizan, al igual que aquellas que podrían generar o exponer a la Compañía a alguna tipología de delito.

Se monitoreó el avance y cumplimiento de los planes de acción producto de auditorías anteriores, para solucionar debilidades y mejorar los procesos internos. Al 31 de diciembre de 2024 se obtuvo una tasa de cumplimiento del 96% en el cierre acumulado de todos los planes de acción verificados durante el año y no se presentaron acciones con retrasos mayores a 6 meses.

La implementación de las acciones definidas durante la auditoría mostró resultados satisfactorios en todas las líneas de negocio, contribuyendo al fortalecimiento del sistema de control interno para mitigar los riesgos de los procesos revisados.



Se continuó con la implementación del *dashboard* de auditoría y de *compliance*, con herramientas de *data analytics* para los principales indicadores de la función, con el fin de facilitar el seguimiento en línea y continuo sobre el avance del Plan de Auditoría y otras actividades relevantes.

Canal de denuncias

Enel Colombia S.A. E.S.P cuenta en su sitio web con un Canal Ético por medio del cual todos los grupos de interés pueden acceder a denunciar de manera segura, anónima y con protocolos para asegurar la confidencialidad, cualquier conducta irregular que se produzca en el desarrollo de las actividades propias del relacionamiento entre las diferentes partes.

La Gerencia de Auditoría reporta trimestralmente las denuncias gestionadas al Comité de Auditoría, órgano encargado de centralizar y canalizar aquellas de relevancia significativa para informarlas a la Junta Directiva.

Durante 2024 se presentaron 24 casos de denuncias por el Canal Ético que fueron sujetos a verificación por parte de la Gerencia de Auditoría y relacionados con posibles incumplimientos al Código Ético[1] . Al cierre del año, 7 casos se encontraban en análisis y se concluyó en 4 casos que existieron incumplimientos éticos asociados principalmente a: conflicto de interés (1), clima organizacional (1), y fraude en la gestión de contratistas (2). En todos los casos se aplicaron medidas correctivas y preventivas. Ninguna de las denuncias recibidas en 2024 estuvo relacionada con casos de corrupción o soborno con organismos públicos o privados.

1. Información extraída del sistema *EthicsPoint Incident Management* al corte del 17 de enero de 2025.

Medición de la Cultura Ética

En el segundo semestre del 2024, con el apoyo de la Fundación Generación Empresarial – FGE se aplicó la tercera versión de la encuesta (Barómetro) de medición de percepción de la cultura ética y de su adopción en Enel. Se logró una participación equivalente al 53% de los colaboradores de Enel en Colombia y Centroamérica, mejorando el nivel de participación de los trabajadores (51% en 2023) y manteniendo la tendencia positiva de los resultados frente al mercado y frente a las versiones anteriores.

Se destaca de los resultados, el reconocimiento de los colaboradores de los esfuerzos que realiza la Compañía para promover la denuncia de comportamientos no éticos, la participación en espacios de formación relacionados con valores e integridad, así como la confianza en la transparencia que rige todas las actuaciones de los miembros de la Compañía. Finalmente, los resultados reconocen a Enel como una organización en la que se combate activamente la corrupción.



Adicionalmente, con el fin de conocer también la percepción de los grupos de interés sobre la cultura de ética e integridad, en el 2024 se aplicó por primera vez esta encuesta a los proveedores de Enel Colombia y Centroamérica, logrando la participación de 303 personas (21% de los proveedores invitados). De los resultados obtenidos se destaca el impacto positivo y el nivel de conciencia que tienen las empresas colaboradoras sobre las medidas puestas en marcha por Enel para prevenir la corrupción, y cómo la adhesión a estas medidas permite construir relaciones basadas en la ética y la confianza.

Lo anterior, impulsa a seguir en la mejora continua de las estrategias de comunicación y formación, a reforzar los programas de ética empresarial y *compliance* en todos los niveles organizacionales y grupos de interés, con el fin de afianzar aún más la cultura de la ética en la compañía.

Programa de Cumplimiento

Enel cuenta con el Enel *Global Compliance Program* como herramienta para asegurar la reputación de las compañías de Enel Colombia a través del fortalecimiento de los estándares éticos, jurídicos y profesionales. El programa de cumplimiento es una guía de conducta para todos los colaboradores, tiene como propósito facilitar el relacionamiento con los grupos de interés y desarrollar actividades que promuevan la comunicación transparente y la generación de relaciones de confianza entre las partes.

Desde el Comité de Auditoría y con el apoyo del Responsable de Cumplimiento, se aprueban e implementan los programas que hacen parte del sistema de cumplimiento. También se supervisa el desarrollo del *Compliance Road Open Map* (CROM), mediante el cual se planifican las actividades de *compliance* relacionadas con la evaluación de riesgos, formación, comunicación, refuerzo de la cultura de integridad, actualización de procedimientos relevantes y desarrollo de proyectos de digitalización. Todas estas actividades contribuyen al sostenimiento del programa de cumplimiento y buscan la mitigación de los riesgos de *compliance* en las operaciones, fortaleciendo el gobierno corporativo y la sostenibilidad de la Compañía.

Durante 2024 se continuó con la actualización de las matrices de riesgos y *testing* a controles definidos para mitigar los delitos en los procesos y se dio continuidad a la gestión de dichas matrices en la herramienta *Team* Mate Plus asegurando el control de la información y el acceso en línea a la evaluación de riesgos.

En el transcurso del año se cumplió con el Plan de Formación enfocado al fortalecimiento de la cultura ética y de integridad de la compañía. En Colombia se formaron 2.202 (90%) colaboradores en *compliance* y anticorrupción, de manera puntual se destaca que 2.161 trabajadores realizaron el curso virtual del Programa Anticorrupción Global y el curso del Código Ético fue realizado por 1.189 trabajadores. También, al cierre del año, 675 trabajadores realizaron la nueva versión del curso virtual Confía Enel 2.0, afianzando sus conocimientos en temas de *compliance* y el Sistema de Gestión Antisoborno ISO37001.

Como parte de la estrategia de formación, se realizaron formaciones presenciales y remotas sincrónicas a 314 (13%) trabajadores en el programa de Cumplimiento y el Sistema de gestión Antisoborno.

En los países de Centroamérica se realizaron sesiones de capacitación a 188 (96%) trabajadores en temas de cumplimiento, protección de datos, código ético y en el Sistema de Gestión Antisoborno.

Las anteriores iniciativas permitieron cerrar el año 2024 con la formación a 2.390 trabajadores de Colombia y Centroamérica (con una cobertura total del 90% de la plantilla) en asuntos de integridad empresarial y *compliance*, distribuido entre *managers* (99%–292) *middle managers* (47%–131), y profesionales y técnicos (89%–2.061).

De igual manera, en Colombia se realizaron 2 formaciones de Cultura de Integridad y *Compliance* con la participación del 86% (6 integrantes) de los miembros principales de Junta Directiva de Enel Colombia. También al 100% de los integrantes del órgano de gobierno de Enel Colombia les fue comunicado el Plan Tolerancia Cero con la Corrupción, el Código Ético y el Enel Global *Compliance Program* y a todos los miembros de los órganos de gobierno de los tres países de Centroamérica se comunicaron las políticas y actividades de mantenimiento del programa de cumplimiento.

De otra parte, fueron formados 22 proveedores de Enel Colombia y Centroamérica (16 Colombia, 2 Guatemala y 4 Panamá) en herramientas de transparencia e integridad a través del programa De Empresas Para Empresas (DEPE).

Respecto al plan de comunicación en temas de *compliance*, fueron puestas en marcha un total de 16 campañas internas a través de medios internos (correos electrónicos, vídeos, intranet y avisos publicitarios) y en las redes sociales de *Twitter*, *Facebook* y *LinkedIn*, dichas comunicaciones quedaron disponibles para consulta del 100% del personal de Enel Colombia y Centroamérica (2.655) distribuido entre *managers* (42), *middle managers* (295), y profesionales y técnicos (2.318).

En agosto se celebró la Semana de la Ética de manera presencial y digital, mediante un modelo de comunicación cercano sobre los asuntos de ética e integridad, lo que permitió un nivel satisfactorio de interactividad y respuesta de los trabajadores de Enel en Colombia y Centroamérica. En esta semana se reforzaron los conceptos del sistema de gestión antisoborno, refuerzo del canal ético en los países de Centroamérica y con proveedores, así como el buen uso de los activos, permisos y usuarios y contraseñas, brindando herramientas a los trabajadores para guiar su actuación frente a posibles dilemas éticos.



Sistema Gestión Antisoborno

Respecto al Sistema Gestión Antisoborno (SGAS) bajo el estándar internacional ISO37001, se continuó con la ejecución de actividades encaminadas al sostenimiento de la certificación del sistema, el cual permite prevenir, detectar y responder al riesgo de soborno, fortaleciendo la cultura organizacional antisoborno de la Compañía.

En Colombia y Centroamérica se realizaron las auditorías externas por parte de RINA e Icontec frente al sistema de gestión antisoborno, que tienen como objetivo verificar el sostenimiento y conformidad del sistema. El resultado de la evaluación fue de Conformidad General, lo cual ratifica que se cuenta con un sistema que opera y ha evolucionado con la dinámica de la Organización, integrando procesos alineados con los requisitos del estándar ISO 37001.

Se realizaron actividades para el sostenimiento del SGAS y la certificación, además de capacitación focalizada en el sistema a 295 trabajadores en Colombia y Centroamérica, que refuerzan los conocimientos y controles anticorrupción.

Iniciativas externas

Con el fin de validar la efectividad de los programas, medir su desempeño e identificar y poner en marcha buenas prácticas de gobierno corporativo y gestión sostenible, las Compañías hacen parte de una serie de iniciativas a nivel nacional en Colombia que aportan a políticas públicas relacionadas con sus campos de acción:

- **Acción Colectiva para la Ética y Transparencia del Sector Eléctrico:** Se dio continuidad a la participación en esta asociación que promueve la sana competencia, la confianza y la sostenibilidad de las empresas y del sector, considerando las mejores prácticas y los lineamientos globales en materia de transparencia, anticorrupción y cumplimiento normativo.
- **Red de Oficiales de Cumplimiento UNODC:** Enel participó en este espacio brindando por la Oficina de las Naciones Unidas contra la Droga y el delito, en el cual se abordan las buenas prácticas de los diferentes sectores económicos en materia anticorrupción.



GESTIÓN JURÍDICA

La misión de la Gerencia de Asuntos Legales y Corporativos es brindar apoyo y asesoría constante a todas las áreas de Enel Colombia con el fin de apalancar la obtención de los resultados de la Compañía, a través del acompañamiento a las líneas de negocio y las áreas de staff en el desarrollo de todos los proyectos, emprendimientos y objetivos de la Compañía. Para este objetivo, la Gerencia cuenta con un equipo de abogados de altas calidades humanas y académicas, dentro del cual se destaca su alto compromiso y la diversidad de especialidades y perfiles, aportando conocimiento con pasión y dedicación a la Compañía y al desarrollo del país.

Esta Gerencia se enfoca en la detección temprana de los riesgos y oportunidades legales para la prevención de riesgos y la correcta dirección y asesoría para la toma de decisiones al interior de la organización.

A continuación, se describen los principales hitos del año 2024:

Corporativo, Financiero, Datos Personales y Propiedad Intelectual

Desde la perspectiva corporativa se destaca el soporte legal y preparación de las reuniones de los órganos de gobierno de Enel Colombia, y comités de apoyo, como son los Comités de Auditoría y de Buen Gobierno y Evaluación.

Al igual que en Colombia, en Centroamérica, se actualizaron los representantes legales y apoderados para todas las sociedades operativas en Panamá, Costa Rica y Guatemala.

Asimismo, se ha brindado soporte en diversas áreas del derecho tales como M&A, derecho a la competencia, derecho de protección al consumidor, derecho de la propiedad intelectual, derecho financiero, derecho cambiario, todas éstas necesarias para la implementación y ejecución de los más diversos proyectos de Enel Colombia.

En el año 2024, en materia de M&A se alcanzó un hito muy relevante para Enel Colombia, pues ésta implementó un proceso para la venta de un proyecto de generación de energía eólica en desarrollo ubicado en el departamento de La Guajira, Colombia, con una capacidad instalada estimada de 205 MW (41 Turbinas Nordex N149 de 5 MW cada una) denominado Proyecto Windpeshi, por lo cual desde el equipo de Asuntos Corporativos se acompañó la negociación y ejecución de los contratos de M&A requeridos para la venta de estos activos.

En virtud de ello, se firmó el contrato de M&A para la venta del cien por ciento (100%) de los activos, acuerdos comerciales, acuerdos de consulta previa, acuerdos de servidumbre, contratos materiales, que junto con los correspondientes derechos, obligaciones y responsabilidades asociadas al mismo, conforman el proyecto Windpeshi, cuyo cierre fue ejecutado satisfactoriamente el 24 de diciembre de 2024.

Por otra parte, durante el 2024, se continuó la negociación con bancos comerciales de diferentes jurisdicciones, con el propósito de encontrar precios y

tasas competitivas para las financiaciones requeridas. En consecuencia, se realizaron procesos de financiación con banca comercial y multilateral en el exterior para obtener financiación para el desarrollo de proyectos que se vienen desarrollando por la compañía durante el 2024.

Durante este periodo se cerró la financiación con EIB (*European Investment Bank*) por valor de USD$300M, con plazo de amortización a 10 años y se logró el desembolso de los recursos en noviembre de 2024.

De otro lado, en relación la protección de datos personales, la estrategia comercial de Enel se ha centrado en acelerar la transformación hacia un modelo de negocio basado en *data driven*, modelo que imprime la necesidad de gestionar un volumen cada vez mayor y creciente de datos personales, lo que, a su vez, conlleva riesgos de tratamiento dada las características especiales de este tipo de datos.

Para gestionar y mitigar dichos riesgos, la Compañía ha adoptado el Modelo de Gobierno de la Protección de Datos Personales, el cual prevé, entre otras, la implementación de políticas y procedimientos encaminados a tratar estos datos en concordancia con la ley y las mejores prácticas, como lo es el Proyecto Data *Protection Latam*: Cuyo objeto es: i) validar el contenido de las bases de datos con el fin de contar con un inventario de tratamientos para poder llevar a cabo un seguimiento y monitoreo de los mismos. ii) Garantizar que todas las funciones y actividades asociadas a las plataformas corporativas de *Data Protection* sean ejecutadas y completadas. iii) Aplicación de los DPIA (*Data Protection Impact Assesment*).

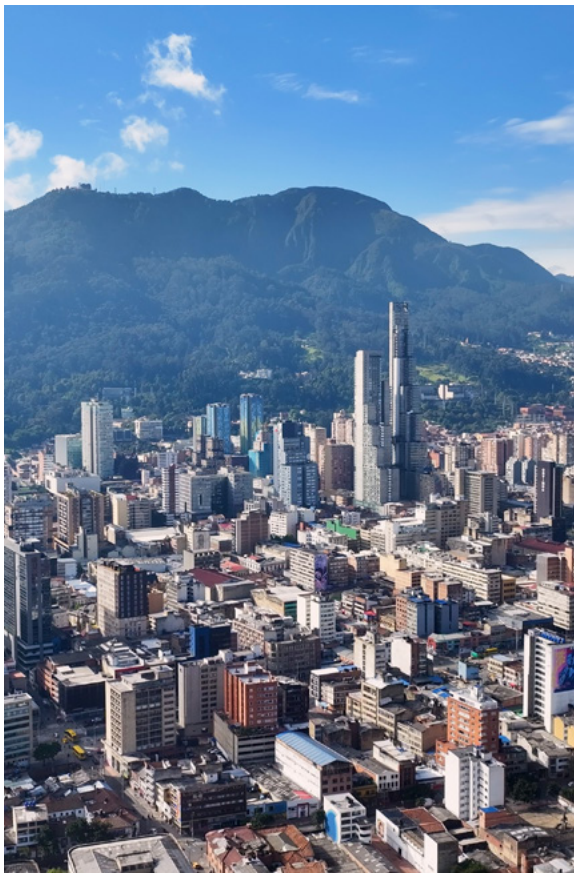
Finalmente, dentro del marco de las actuaciones para proteger las marcas, lemas y demás enseñas comerciales de Enel Colombia, se solicitó ante la Superintendencia de Industria y Comercio el registro de los lemas comerciales: "#EnergíaSeguraparatodos"; "#talentosquebrillan" en las clases 9, 36 y 42.



Enel Grids Colombia:

Siendo la Gerencia más grande al interior de Enel Colombia, encargada de la distribución de energía como Operador de Red en la ciudad de Bogotá, el departamento de Cundinamarca y en algunos municipios de Tolima y Boyacá, soporta los grandes proyectos que brindan un servicio de calidad a todos los ciudadanos, siendo necesario brindar una asesoría jurídica, tanto a la modernización y funcionamiento de la infraestructura eléctrica, como a la ejecución del Plan de Inversión más ambicioso de la historia de la Compañía.

Dentro de los asuntos más relevantes se destacan: Proyecto Primera Línea Metro de Bogotá, el cual durante la vigencia del 2024, tuvo importantes logros, pues se finalizaron los trámites jurídicos y administrativos para la liquidación de los Acuerdos específicos 2, 5 y 6, los cuales hacen parte del Acuerdo Marco 018 de 2017, suscrito entre la Empresa Metro de Bogotá (EMB) y Enel Colombia, en el cual se buscaba la reubicación de infraestructura eléctrica de Alta Tensión propia que genera interferencia con el trazado de la primera línea del metro de Bogotá.



Adicionalmente, se suscribió el Acuerdo Marco 138 de 2024 con el proyecto Metro de Bogotá (EMB), cuya duración será de tres años prorrogables. En este acuerdo se estructuró el reconocimiento del pago por los conceptos de BRAFO (Base Regulatoria de Activos Fuera de Operación) y el reconocimiento de la obra nueva que surge por necesidad del proyecto, de ahí que se haya realizado el cobro de BRAFO generada desde el año 2021 hasta el 8 de octubre de 2024 por un valor de €1 millón, monto que fue reconocido por el proyecto.

De otro lado, en el proyecto Regiotram de Occidente, el 09 de noviembre se energizó la subestación Tren de Occidente, cumpliendo con los cronogramas y condiciones contractuales suscritos. Este hecho representa un hito muy relevante para el proyecto, ya que se lograron cumplir todas las obligaciones adquiridas en el contrato dentro de los tiempos y cronogramas previstos.

En igual sentido, la Subestación Montevideo tuvo un hecho muy relevante, pues el 1 de octubre de 2024 se obtuvo la resolución de la licencia ambiental para la subestación Montevideo y en noviembre de 2024 se legalizó la servidumbre de la subestación y sus líneas asociadas con la entidad INVIAS. La legalización de esta servidumbre es crucial, ya que garantiza el derecho de uso y acceso permanente a los terrenos necesarios para la instalación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

En cuanto a los proyectos de Bogotá Región 2030, el equipo legal, durante el 2024, brindó el soporte en las etapas de planeación, adquisición de suelos para Subestaciones y sus Redes en AT y MT, licenciamiento ambiental y urbanístico, planes de manejo de tránsito y construcción hasta la puesta de operación de los diversos proyectos, así como el soporte contractual y comercial, respuesta a peticiones, instauración de recursos, atención a entes de control y querellas policivas, que se requieren en la ejecución de los proyectos. Dada la gestión y acompañamiento a las áreas, se obtuvieron en el corrido del año 134 permisos, distribuidos en: 19 licencias de ocupación y/o intervención de espacio públicos, 6 Planes de Manejo de Tránsito, 6 conceptos técnicos, 5 licencias ambientales, 2 permisos de ocupación de cauce, 6 de aprovechamiento forestal y 1 permiso especial ambiental, 83 constituciones de servidumbres y la compra de 6 predios para subestaciones AT/MT.

Se resalta el pronunciamiento favorable de las autoridades ambientales para obtener las licencias ambientales de los siguientes proyectos: Línea Doble Circuito La Guaca Colegio a 115 kV; Línea Alta Tensión Techo – Veraguas; Subestación Montevideo y su Línea de Transmisión a 115 kV; Subestación Porvenir y su línea de transmisión a 115 Kv; Subestación Eléctrica Guaymaral y sus líneas de transmisión a 115 kV; Subestación Eléctrica Tren de Occidente y su Línea de Transmisión a 115 kV.

De igual manera, como resultado de la gestión realizada se avanzó en la adquisición de los suelos para las subestaciones y líneas de los proyectos Tren de Occidente y Montevideo, cuyo propietario era el INVIAS. De igual manera, se avanzó en la adquisición del predio para la Subestación PORVENIR, inmueble de EMB y las servidumbres en predios colindantes en cabeza de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.

Se culminaron los procesos de adjudicación de los Contratos Endineering, Purchase And Construction para los proyectos de las Subestaciones Bochica y Montevideo, Contrato de Gestión Predial, Servicios de Tecnología sin Zanja, entre otros, que brindan apoyo a las gestiones de las Jefaturas dentro de la Subgerencia PM&C.

Para la implantación de redes, durante el 2024 se prestó soporte, revisión y acompañamiento de acuerdos de daños, ocupaciones temporales, procesos de imposición de servidumbres voluntarias y judiciales, querellas policivas, para el desarrollo de los proyectos Reposición Muña–Sauces, Zipaquirá – Ubaté (100%), Dorada Guaduero, Repotenciación de las líneas AT Sabana Norte, TAR Transmilenio, aumento de Capacidad Líneas Norte, Normalización Mambita, Bochica Redes, entre otros.

En relación con los convenios de infraestructura vial, el equipo legal prestó asesoría jurídica en el Convenio Instituto de Desarrollo Urbano, Convenio Accenorte 2, Convenio Lagos de Torca y Proyecto de Convenio Alo Sur.

Por otra parte, respecto al HUB Industrial**,** el día 21 de junio del 2024, luego de diferentes mesas de trabajo con los equipos técnicos y jurídicos, se suscribió el contrato de Colaboración Empresarial entre Enel Colombia y Zona Franca Bogotá que viabiliza el desarrollo de este proyecto.

Por último, frente a la Central del Guavio, teniendo en cuenta que para la Central se encuentra en trámite la solicitud de modificación del Plan de Manejo Ambiental para la ampliación de la vida útil de la central interviniendo el sistema de captación (realce de las bocatomas), se consideró por las áreas de Generación y Sostenibilidad, la suspensión del convenio celebrado en el 2023, frente a lo cual la Gerencia Legal, conceptuó sobre la inconveniencia de dicha suspensión y el riesgo que podría acarrear por incumplimiento a nuestras obligaciones.

En ese sentido la Dirección País, atendió nuestras observaciones y se acordó la elaboración de un plan donde ambos proyectos (Bocatoma y normalización de usuarios con gratuidad) puedan ejecutarse sin necesidad de suspender el convenio con GEB.





Legal Affairs Energy and Commodity Management.

Durante el año 2024, se brindó asesoría integral a la línea de E&CM en el cierre de PPAs (contratos de compra y venta de energía eléctrica), tanto en el mercado de energía mayorista, como con clientes del mercado no regulado, siendo esto parte del objeto principal de Enel Colombia.

Este apoyo incluyó la negociación y redacción de contratos, la evaluación de riesgos y la implementación de estrategias para optimizar los términos contractuales. Además, se proporcionó orientación en la gestión de coberturas financieras de riesgo y en la adaptación a cambios regulatorios que impactaron el mercado energético. Se recalca que, en la negociación de este tipo de contratos, durante el año 2024 se implementaron los estándares *Golden Rules* dispuesto por *Holding* para el cierre de PPAs, asegurando el cumplimiento de las mejores prácticas y la mitigación de riesgos asociados al negocio.

El año 2024 fue particularmente complejo en términos de negociación de PPAs debido al riesgo sistémico generado por los problemas financieros de varios participantes de alta relevancia dentro del mercado eléctrico colombiano. Este contexto desafiante requirió un enfoque aún más riguroso y detallado en la evaluación de contrapartes y en la estructuración de los contratos para garantizar la seguridad y viabilidad de las transacciones. El equipo legal trabajó incansablemente para identificar y mitigar estos riesgos, asegurando que los acuerdos alcanzados fueran sólidos y beneficiosos para la empresa, a pesar de las condiciones adversas del mercado.

Siendo la comercialización de Gas otro de los commodities transados por Enel Colombia, también se asesoró las negociaciones de gas en los contratos con proveedores y clientes del mercado no regulado, asegurando el cumplimiento de normativas vigentes y la maximización de beneficios comerciales. Este acompañamiento permitió a la empresa fortalecer sus relaciones comerciales y asegurar la continuidad y eficiencia en sus operaciones energéticas.

El año 2024 también fue complejo para el mercado de gas debido a la escasez del recurso. Sin embargo, Enel Colombia gestionó eficientemente el recurso disponible, implementando su primera subasta de comercialización de gas natural en el mercado secundario. Esta subasta aseguró un precio eficiente y competitivo, permitiendo ofrecer gas al mercado en el marco de la escasez y logrando precios beneficiosos para la empresa.

Respecto del entorno normativo y regulatorio, el año 2024 se vio enmarcado en grandes propuestas del Gobierno Nacional de cara a la modificación estructural del mercado eléctrico colombiano. Estas propuestas incluyeron cambios significativos en la regulación del sector, impulsados hacia la disminución de tarifas y la gestión histórica de la falta de recurso hídrico durante el año. En este contexto, se realizó una constructiva discusión desde el punto de vista legal, analizando los proyectos y normas en firme que impactaron el negocio.

El equipo legal participó activamente en las discusiones normativas, aportando perspectivas legales que ayudaron a moldear las propuestas de manera que fueran beneficiosas para el sector y alineadas con los

principios constitucionales. Este enfoque proactivo y detallado permitió a la empresa no solo adaptarse a los cambios regulatorios, sino también influir positivamente en el desarrollo de un marco normativo que promueva la estabilidad y el crecimiento del mercado eléctrico colombiano.

Por su parte, se atendieron actuaciones administrativas adelantadas por autoridades sectoriales, en particular ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Ante estas autoridades, se ejerció el derecho de defensa en varios procesos administrativos sancionatorios.

En Centroamérica, se destaca la asesoría legal en Compra de energía a 7 años en el Proyecto Barca Solar (ahora Krystal Solar), pues se apoyó al equipo comercial en la elaboración del PPA y en la obtención de autorizaciones de holding y demás comités.

Adicionalmente, se soportó jurídicamente el contrato de respaldo para la compra de energía de 15 GWh anuales por un período de siete (7) años con Sunergy I, S.A.



Legal Affairs Enel X, Market, Procurement, Digital Solutions Competence Center and Services Colombia.

Durante el año 2024, el equipo de Legal Affairs Enel X, Market, Procurement, Digital Solutions Competence Center and Services Colombia brindó asesoría en diversas áreas, asegurando el cumplimiento normativo y la maximización de beneficios comerciales para la compañía.

El equipo asesoró en proyectos de movilidad eléctrica, facilitando el desarrollo de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en varias ciudades de Colombia. Este trabajo incluyó la negociación y redacción de contratos con operadores de transporte público, asegurando que los proyectos se desarrollaran conforme a la normativa vigente y que se maximizaran los beneficios comerciales.

Derivado de estos proyectos, respecto a Trasmilenio 2.1, el equipo apoyó el proceso de cierre y entrega de los Acuerdos denominados “Group Services Agreement” (“GSA”) y “Lessor Services Agreement – LSA” que se suscribieron en 2022 y tenian como objeto la prestación de los servicios administrativos por parte de ENEL COLOMBIA hacia las Sociedades ZE (Colombia ZE S.A.S, Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y Usme ZE S.A.S) en las cuales se tiene participación conjunta con Infrabridge.

Además, el equipo se encargó de la negociación y redacción de contratos de colaboración empresarial estratégicos, como el modelo de negocio "Crédito Fácil Codensa" con Scotiabank Colpatria S.A.

En el ámbito del alumbrado público e iluminación navideña, el equipo participó activamente en la estructuración y revisión de convenios en Bogotá y municipios de Cundinamarca. Esto incluyó la elaboración y firma de prórrogas a los contratos de arrendamiento de infraestructura de alumbrado público y la revisión de procesos de selección públicos adelantados por entes territoriales.

La asesoría a la Comercializadora Digital ENEL X COLOMBIA SAS ESP, fue otro aspecto destacado del trabajo del equipo. El equipo legal aseguró que todas las operaciones se realizaran conforme a la normativa vigente, lo que permitió a la Comercializadora operar a nivel nacional impulsando su desarrollo para el año 2024.

El equipo también brindó apoyo en la atención de clientes B2B y en el desarrollo de facilidades de autogeneración. La participación del equipo legal fue crucial para garantizar que estos proyectos se desarrollaran de manera eficiente y conforme a la normativa vigente.

Finalmente, se culminó la asesoría en proyectos de Global Digital Solutions (GDS, ICT) y en servicios de seguridad. Esto incluyó la negociación y firma de contratos relevantes surgidos de licitaciones globales y locales, además, se gestionaron incumplimientos y modificaciones contractuales.

Litigios Colombia:

En cuanto a la gestión de litigios, la Gerencia de Asuntos Legales y Corporativos por concepto de exoneración de condenas en sentencias definitivas en el año 2024 obtuvo un porcentaje 86,44% dentro de los diferentes procesos que se adelantaron en contra Enel Colombia.

Respecto a la atención de acciones de tutela por temas de infraestructura, suministros, derechos de petición, entre otros; Se atendieron 1668 tutelas con un porcentaje de fallos favorables del 72% resaltando que la Compañía no incurre en violación a los derechos fundamentales de los usuarios del servicio.

Se marco un hito importante en relación con la gestión de 1978 litigios de la compañía, los cuales fueron 100% tercerizados. En materia de defraudación de fluidos, en articulación con autoridades judiciales y de policía, se logró obtener resultados favorables que disminuyen sustancialmente el hurto de energía en algunos sectores de la ciudad, así como industriales y de minería, generando sentencias judiciales condenatorias contra los infractores y una importante cultura de mercado.

Legal Affairs Enel Green Power and Thermal Generation.

Durante el año 2024, se brindó asesoría legal ambiental en los diferentes proyectos de distribución y generación de energía eléctrica y asesoría legal contractual y predial para las centrales de generación en operación, indispensables para garantizar la prestación de estos servicios públicos, destacándose:

- Acompañamiento legal contractual en la auditoría realizada por la Contraloría de Bogotá a los diferentes contratos para la operación y mantenimiento de las Centrales de Generación.
- Acompañamiento legal contractual para la adquisición de las franjas de terreno requeridas para la construcción de la vía perimetral de la Central Quimbo que conectará el municipio de El Agrado con el municipio de Paicol, en el Huila.
- Acompañamiento legal para la elaboración de un contrato de suministro de oxígeno para la Central Quimbo durante un periodo de 20 años, el cual incluye la construcción y operación de una planta de oxígeno por un tercero.
- Acompañamiento legal ambiental en el trámite de modificación del Plan de Manejo ambiental de la Central Hidroeléctrica El Guavio, para desarrollar el proyecto de realce de la bocatoma y obras conexas, en el marco del cual se desarrollaron audiencias públicas que requirieron un a solicitud de los municipios de Ubalá y Gachalá.
- Soporte al proyecto Realce Bocatoma Guavio que permitió la firma de cuatro MOEs y tres órdenes de proceder, facilitó la aprobación de un *early spending*. Y el permiso de uso de cauce de Corpoguavio.
- Asesoría y acompañamiento legal ambiental en los trámites asociados a la actividad de mantenimiento de la bocatoma actual de la Central Guavio, adelantados ante la Corporación Autónoma Regional del Guavio y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, como medida prioritaria para atender la problemática de sedimentos en la Central.
- Asesoría y acompañamiento legal ambiental para lograr los cambios menores que permitieron la culminación de la construcción del proyecto Guayepo Solar.

- Acompañamiento legal ambiental en el trámite de modificación de la licencia ambiental del Proyecto Guayepo, con el fin de aumentar en 25MW la capacidad del parque solar, para completar la meta de 400 MW comprometidos.

En lo referente a las centrales de generación, se destacan las principales gestiones legales asociadas a temas prediales:

- Se proyectaron los actos de venta y constitución de servidumbre a favor de la Agencia Nacional de Infraestructura de las franjas de terreno ubicadas en el Municipio de Sibaté, para la construcción del proyecto de infraestructura vial Bogotá – Girardot, por valor de $11.254.000.000.
- En cumplimiento de las obligaciones de licencia ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, se adelantaron las gestiones legales para la escrituraron de siete (7) compensaciones a favor de la comunidad beneficiaria de los reasentamientos colectivos.
- Para la compensación ambiental de las 3184 hectáreas por sustracción de la reserva forestal del vaso del embalse de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, se adelantaron las gestiones legales para la formalización de la compra de un predio de 100,9 ha por valor de $1.067.000.000 ubicado en el municipio Paicol.
- Se logró revocar una decisión de la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Garzón, mediante la cual se variaba la naturaleza de los derechos de propiedad adquiridos por la Compañía de un predio requerido para la construcción de la Central El Quimbo, lo cual resulta un precedente relevante para casos similares.

En cuanto a los proyectos de energía Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER, durante el año 2024, se brindó acompañamiento jurídico en la aprobación por parte de IC de 2 proyectos nuevos para la línea de renovables no convencionales, que suman un total de casi 500MW de aporte a la matriz energética**.**

En relación con el Proyecto Atlántico y el Proyecto Guayepo III, el equipo legal participó activamente en la aprobación de estos dos proyectos en los comités de inversión de Enel holding y Enel Colombia, los cuales iniciaron su construcción en el 2024.

Frente al Proyecto Guayepo I y II, el equipo legal ha estado involucrado activamente durante todo el proceso de desarrollo de negocios y construcción de este parque solar, mediante la estructuración de contratos bajo modelos de co-desarrollo, y también en su fase de construcción empleando estándares contractuales de construcción adaptados a los modelos de FIDIC y contratos de suministros de equipos alineados a buenas prácticas en abastecimiento.



En el Proyecto La Loma, el equipo legal ha apoyado en lo requerido para alcanzar la fecha de entrada de operación comercial del proyecto, que implica la adecuada gestión de reclamaciones contractuales de contratistas o por parte de Enel, así como en la mitigación de riesgos ante el *default* financiero de uno de los contratistas principales del proyecto que tiene impacto no solo a nivel local sino regional, teniendo en cuenta que es el mismo contratista frente a otros proyectos.

En cuanto al Proyecto Fundación, el equipo legal ha participado de forma activa en el apoyo legal contractual que el proyecto ha requerido durante su ejecución, indicando los riesgos asociados a potenciales soluciones y proponiendo alternativas legales que permitan cumplir con los tiempos acordados por el proyecto.

En torno al Proyecto El Paso Extensión, el equipo legal ha brindado asesoría legal de forma continua al equipo para alcanzar la fecha de entrada en operación comercial y así dar cumplimiento a las obligaciones de energía en firma en razón al cargo por confiabilidad asignado adjudicado. Se asesoró el proceso de cierre contractual y ejecución de los contratos principales de construcción y se gestionó de manera oportuna y adecuada las reclamaciones presentadas por algunos contratistas y algunas por parte de Enel, para mitigar riesgos de tal forma que se pudiera dar cumplimiento a los términos en los cuales el proyecto fue aprobado.

Por último, en Centroamérica, se destacan los siguientes proyectos en los cuales fue clave la asesoría jurídica: *Repowering* Central Hidroeléctrica El Canadá, en este proyecto se apoyó al equipo de BD en la elaboración del contrato para el diseño, fabricación, montaje y pruebas de piezas y partes para el repotenciamiento de la Unidad N°1 de la Central Hidroeléctrica El Canadá, negociación con el contratista adjudicado, obtención de aprobaciones de comité y contrato *intercompany* de diseño con Enel Chile.

En el Proyecto Solar Cobasol, se apoyó al equipo de BD para la elaboración de una adenda al Contrato de Desarrollo y negociación con el desarrollador, para la extensión del plazo para ejercer la opción de compra de Cobasol y el Jobo, renuncia al derecho de exclusividad del proyecto Krystal y actualización de costos de desarrollo.

Finalmente, en el proyecto Santa Cruz, se lograron culminar las negociaciones para la firma de adendas que permitieron mantener vigente el proyecto y se atendieron los reclamos por incumplimiento al contrato del Desarrollador.



GESTIÓN REGULATORIA

En el ámbito regulatorio del sector eléctrico y gas natural, el 2024 fue un año en el que continuó el esfuerzo reformista que ha impulsado el Gobierno Nacional desde sus inicios, y las señales normativas estuvieron marcadas por una serie de medidas y transformaciones orientadas principalmente a mitigar los impactos del fenómeno de El Niño, agravados por una sequía inusual en meses posteriores, lo que representó un desafío significativo para el sistema energético nacional. Las decisiones adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía y las entidades reguladoras buscaron garantizar el abastecimiento de energía en un contexto de restricciones climáticas y estructurales.

Entre las medidas más destacadas estuvo la fijación temporal por parte del Ministerio de Minas y Energía, en dos ocasiones, de una meta mínima de generación térmica en el despacho diario de generación, lo que permitió mitigar la escasez del recurso hídrico y reducir el riesgo de desabastecimiento en los momentos de mayor demanda. Adicionalmente, se suspendieron temporalmente las exportaciones de energía a Ecuador, buscando priorizar el consumo interno.

En este contexto y en medio de la inusual sequia observada en el segundo semestre del año, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Circular 072 de 2024, decidió aplicar por primera vez el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resolución CREG 026/14) que, si bien permitió implementar acciones para enfrentar los efectos de los bajos aportes hidrológicos en los embalses del país, ocasionó importantes pérdidas económicas a varios agentes generadores, demostrando la necesidad de hacer mejoras al esquema. La CREG finalizó la aplicación de este mecanismo hacia finales del mes de noviembre, cuando las condiciones hidrológicas comenzaron a normalizarse.

Como medida adicional para promover la ampliación de oferta de energía en el contexto de baja hidrología que atravesó el país, la CREG adoptó una política temporal para incentivar la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), suspendiendo las penalizaciones por desviaciones de energía para estos proyectos. Esta medida buscó aliviar las cargas financieras de los generadores renovables afectados por restricciones técnicas y climáticas, y al mismo tiempo, fomentar su integración al sistema.

Un cambio estructural relevante fue la reforma al esquema del Cargo por Confiabilidad, que introdujo la definición de dos precios de escasez. Este ajuste, si bien pretende mejorar el impacto tarifario en medio de situaciones de reducción de recursos hídricos, garantizando la disponibilidad de generación en situaciones críticas, en la práctica significó la definición de un techo al precio de oferta de las plantas hidráulicas, a carbón y de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. Este cambio ha generado amplias discusiones en el sector y representó uno de los hitos regulatorios más importantes del año.

Por otra parte, continuaron las medidas de auxilio financiero dirigidas a los comercializadores de energía eléctrica. Estas iniciativas estuvieron orientadas a estabilizar sus flujos de caja en un entorno de mayores costos energéticos y riesgos financieros, lo que permitió mitigar la presión sobre los usuarios finales en términos tarifarios. Como parte del paquete de medidas para ayudar a los comercializadores, el Ministerio de Minas y Energía decidió suspender las limitaciones de suministro a ciertos agentes comercializadores de energía, aliviando así las presiones sobre su operación, pero afectando en cierta medida la sostenibilidad financiera del resto de agentes.



Finalmente, la interacción entre las entidades del sector, los gremios y el Gobierno continuó siendo un espacio clave para el análisis y ajuste de las medidas regulatorias. La gestión del equipo regulatorio de Enel Colombia se orientó a la defensa con argumentos técnicos de los principios fundamentales del sector y a proponer soluciones que aseguraran la seguridad y confiabilidad del suministro en el marco de la transición energética.

A continuación, resumimos los hitos más relevantes abordados durante 2024 en cuanto a temas regulatorios, medioambientales, de relacionamiento institucional y de transición energética:

La CREG publicó la metodología de cálculo de Metas de Calidad del Servicio para los años 2024 y 2025

Durante el 2024 se avanzó en la regulación pertinente a las metas de calidad de servicio para los años 2024, en donde la Circular 053 de 2024 ratifico los criterios para la definición de metas establecidos en la Regulación vigente de distribución. Para el mes de diciembre la Comisión público para comentarios la Circular 115 de 2024, en donde para el año 2025 se da continuidad a los criterios definidos para el año 2024, la fecha se espera la publicación de la Circular definitiva por parte de la Comisión.

La CREG expidió resoluciones particulares a Enel Colombia con referencia al Plan de Inversiones.

En junio de 2024 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución CREG 501 – 043 de 2024 mediante la cual se modifica el plan de inversiones aprobado en la Resolución CREG 189 de 2019 y se resuelve la solicitud de aprobación de proyectos para zonas interconectables para el año 2023. Dicha resolución fue recusada por parte de la Compañía y en septiembre, la CREG notificó del auto de pruebas 319 de 2024, al que dimos respuesta dentro de los términos. A la fecha de elaboración de este informe, no se tiene respuesta al recurso interpuesto.

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

El Ministerio de Minas y Energía determinó líneas de política pública para la liberalización de conexión de la autogeneración sin entrega de excedentes.

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

Al respecto se han identificado riesgos relacionados con la operación segura y confiable del sistema y con la seguridad de las personas, razón por la cual se encuentra en estudio por parte de los gremios solicitar las precisiones necesarias al Ministerio de Minas y Energía.

El Ministerio de Minas y Energía y la CREG determinaron lineamientos para flexibilizar la entrada de proyectos de FNCER, y enviar señales que contribuyan a la continuidad de su desarrollo.

Por una parte, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40042 de 2024, que incluye medidas tendientes a flexibilizar y mejorar las condiciones para el desarrollo y entrada en servicio de los proyectos de FNCER, tales como solicitudes de cambio de la Fecha de Puesta en Operación (FPO), y la posibilidad de revisar y modificar los contratos de suministro suscritos con ocasión de las subastas de los años 2019 y 2021. Estos lineamientos fueron luego acompañados por la CREG mediante la Resolución 101-049 de 2024, con medidas que abrieron la posibilidad de ajustes a la FPO de los proyectos de generación en proceso de construcción, permitiéndoles dicho ajuste mediante varias opciones: por aumento de garantías, por razones de fuerza mayor, o por atrasos de las obras de expansión.

Por otra parte, la CREG definió lineamientos transitorios que eliminaron el cobro de penalizaciones por desviaciones en la generación, para plantas de FNCER, y emitió decisiones que apoyan al desarrollo de dichos proyectos, buscando por un lado incentivar a los proyectos de FNCER, y por otro lado contar con estos recursos en medio de la sequía de principios de año, mediante la Resolución CREG 101 040-24, medida que tuvo vigencia hasta el 30 de junio de 2024, y que posteriormente se prorrogó por 3 meses más mediante la Resolución 101-047 de 2024, para finalmente, mediante la resolución CREG 101 061 de 2024, amplía la suspensión del cobro por desviaciones para plantas variables hasta el 30 de abril del 2025.



Finalmente, la CREG emitió la Resolución 101 044 de 2024 que ajustó el cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para los proyectos solares fotovoltaicos cuando sólo se usa información secundaria, aplicable para proyectos que deseen participar en algún mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) sin contar con el requisito de tener un año de medición en sitio.

El Ministerio de Minas y Energía expide normas tendientes a mitigar los efectos adversos producto del Fenómeno El Niño de comienzos de 2024.

El Ministerio de Minas y Energía expidió varias medidas, con el objetivo de hacer gestión de corto plazo para buscar mitigar los efectos que tuvo sobre el Sistema Interconectado Nacional el Fenómeno El Niño 2023-2024: (i) La Resolución 40115/24 dispuso restringir las exportaciones de energía al Ecuador, las cuales deben partir únicamente de plantas de generación térmica de combustibles líquidos y de plantas térmicas despachadas centralmente. Esta norma tuvo vigencia hasta el 31 de julio de 2024. (ii) La Resolución 40116/24 estableció que se debe incorporar dentro del despacho diario de generación, una meta mínima de generación térmica. La medida estuvo vigente hasta el 31 de mayo. Vale la pena señalar que una medida similar se adoptó posteriormente a finales de 2024, mediante la resolución 40554 de 2024, de cara a enfrentar el periodo de verano esperado de diciembre de 2024 hasta abril de 2025. (iii) La Resolución 40132/24, dispuso medidas transitorias hasta el 30 de abril de 2024, en las que el CND programaría en el despacho y redespacho las FNCER despachadas centralmente, en la base del programa de generación, y que dichas plantas no serían objeto de penalización por desviaciones. (iv) El Decreto 0484 de 2024, en el cual de dictan disposiciones normativas sobre la disponibilidad de gas natural para satisfacer la demanda de las plantas térmicas, buscando incorporar nueva energía al sistema, durante los eventos de baja hidrología determinados por el Ministerio, conforme a los criterios del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y el Centro Nacional de Despacho (CND).

Dentro de las señales de apoyo a algunas empresas comercializadoras de energía, el Ministerio de Minas y Energía resuelve suspender procesos de limitación de suministro.

En el mes de agosto el Ministerio de Minas y Energía decidió establecer una suspensión temporal (hasta el 31 de agosto) de los procesos de Limitación de Suministro mediante la resolución 40307 de 2024. La medida cubrió a empresas con Áreas Especiales, que se encontraran en proceso de recuperación de saldos de la Opción Tarifaria y cuyo consumo en las áreas especiales fuera superior al 30% de su demanda regulada atendida. Esta norma, por cuenta de la resolución MME 40409/24 se estableció una prórroga hasta el 31 diciembre de 2024.

Ante la sequía inusual del segundo semestre de 2024, la CREG decide aplicar el Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, previsto en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

Mediante la resolución 101-055 de 2024, que complementó la regla de evaluación de la condición del sistema en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resolución CREG 026 de 2014), la CREG habilitó que el Centro Nacional de Despacho (CND) pudiera reevaluar de manera expedita los niveles de alerta y de condición del sistema en cualquier momento, previa solicitud del regulador, y en caso de identificar una situación de riesgo, informar a la CREG para iniciar la aplicación del Estatuto. La norma dispuso igualmente que, de manera independiente y con sus propios análisis, el Consejo Nacional de Operación (CNO) también pudiera solicitar el cambio de condición. Con dicha medida ya en firme, a finales de septiembre del 2024 la CREG emitió la Circular CREG 072 de 2024 mediante la cual se confirmó el cambio del estado del Sistema de Vigilancia a Riesgo manifestado por el CND y el CNO. De acuerdo con el cambio del estado del sistema, se dio inicio al mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad del Estatuto.

En medio de la aplicación del mecanismo, la CREG publicó varias medidas tendientes a ajustar aspectos susceptibles de mejora del estatuto, tales como correcciones en el cálculo del Precio de Oferta Ajustado estimado para la aplicación del Mecanismo para el Sostenimiento de la Confiabilidad, reglas para casos en que se presenta Demanda No Cubierta (DNC) en el esquema del cargo por confiabilidad, y la introducción de parámetros de salida del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad. De acuerdo con las condiciones de seguimiento de la hidrología del SIN en esos días, el 20 de noviembre fue el último día de aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, finalizándose así el periodo de riesgo de desabastecimiento que vivió el país desde el 30 de septiembre de 2024.

La CREG resuelve modificar de fondo una parte esencial del esquema del Cargo por Confiabilidad: El precio de escasez.

Mediante la Resolución 101 066 de 2024, la CREG definió dos nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, ee indicando que ahora la condición crítica se define cuando el precio de bolsa es mayor a alguno de los precios de escasez y se exige la OEF dependiendo el precio de escasez asociado a la obligación asignada. La nueva norma dispone que el grupo de plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%, se les aplica un Precio de Escasez Inferior (PEI) que dependerá de un valor de referencia (359 $/kWh) que se modifica dependiendo de la variación del precio de referencia del carbón, mientras que el grupo de plantas que respaldan sus OEF con combustibles líquidos, mezclas de combustibles líquidos o gas combustible se les aplica un Precio de Escasez Superior (PES) que corresponde al Precio Marginal de Escasez previo a esta nueva norma. Es importante señalar que tanto el PES como el PEI se aplicará a las asignaciones de OEF para nuevos períodos. Para el caso de las OEF previamente asignadas para los períodos 2024-2025, 2025-2026 y 2026-2027 que hacen parte del grupo de plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables, podrán optar por acogerse a una transición de corto plazo que implica recibir la remuneración de un nuevo cargo por confiabilidad determinado por el ASIC

La CREG convoca a una nueva subasta de reconfiguración de Obligaciones de Energía Firme.

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

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En enero de 2024, la UPME extendió una invitación formal para participar en la construcción del Plan Energético Nacional (PEN) 2024-2054. En este ejercicio se presentaron ocho propuestas estratégicas para su consideración, las cuales incluyen:

1. Despliegue de plataformas de generación renovable en áreas operativas del SIN.
2. Red del Futuro (Red para la Transición Energética).
3. Eficiencia Energética.
4. Mercados intradiarios e incentivos para las energías renovables.
5. Sistemas de Almacenamiento de Energía en SDL y STR.
6. Infraestructura de recarga interciudades.
7. Reglamentación de la consulta previa.
1. Visiones de Resiliencia y Digitalización al año 2050.

Aunque varias de estas propuestas están interrelacionadas y convergen en torno al despliegue de recursos renovables en el país, se presentaron de manera separada para cumplir con la metodología establecida por la UPME. Todas estas apuestas estratégicas demandan la movilización de acciones institucionales y regulatorias, por lo que muchos de los hitos o metas parciales no se limitan únicamente al plano del modelamiento energético.

En septiembre de 2024, Enel Colombia organizó en conjunto con el World Energy Council en Bogotá el foro "Almacenamiento de Energía – Retos y Perspectivas para Colombia". Este evento reunió a expertos regulatorios, consultores, desarrolladores de negocios, empresas del sector eléctrico e inversionistas interesados en proyectos de almacenamiento en el país. El objetivo del foro fue generar un debate integrador que incluyera las perspectivas de diversos actores clave, tales como consultores, inversionistas y formuladores de políticas públicas y regulatorias, para definir un rumbo claro y establecer acciones que impulsen el uso de tecnologías de almacenamiento en Colombia.

Asimismo, en 2024 se destacaron avances regulatorios clave sobre Comunidades Energéticas: Resolución 501 de 2024 de la UPME, que define los límites máximos de potencia y dispersión para autogeneradores colectivos y generadores distribuidos colectivos. Resolución 40509 de 2024 del MME, que reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y establece los criterios de focalización y priorización para la asignación de recursos públicos destinados a estas comunidades.

Para ambas resoluciones se presentaron comentarios técnicos. Además, se publicó para consulta el proyecto de resolución 701 051 de 2024 de la CREG, cuyo propósito es armonizar la regulación para la integración de comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional.




Resultados Consolidados Colomb
y Centroamérica 2024
Hechos relevantes del periodo
Liderazgo en el mercado Energético
4.716 MW
Capacidad Instalada COL&CAM
Primer Distribuidor en el mercado regulado en Colombia con el 19%
En Generación, Segunda compañía en términos de capacidad instalada neta en el país con el 19%
Resultados Financieros Sólidos
$6,1 BnCOP EBITDA
$2,4 BnCOP Utilidad Neta
Resultados financieros sólidos, reflejando la resiliencia de la Compañía en un contexto local desafiante
Disclaimer: Las cifras financieras que se muestran en esta presentación al 31 de Diciembre de 2024
en Colombia desde enero de 2015.

CAPÍTULO **5**

Gestión **FINANCIERA**



RESULTADOS FINANCIEROS

Los resultados financieros que se presentan a continuación corresponden a las cifras consolidadas de Colombia, Panamá, Guatemala y Costa Rica entre enero y diciembre de 2024.

Millones COP$	2024	2023	Variación
Ingresos operacionales	17.055.600	16.735.543	+1,9%
Costos y gastos operacionales	9.715.485	8.944.834	+8,6%
Margen de contribución	7.340.116	7.790.709	-5,8%
Gastos de administración	1.283.678	1.177.104	+9,1%
EBITDA	6.056.438	6.613.605	-8,4%
Utilidad antes de impuestos	3.570.023	3.731.595	-4,3%
Provisión impuesto de renta	1.209.679	1.779.677	-32,0%
Utilidad neta	2.360.344	1.951.918	+20,9%

Al cierre del año, Enel Colombia y sus filiales en Centroamérica registraron un margen de contribución de $7,34 billones de pesos, lo que representa una disminución del 5,8% frente al año anterior. Esta variación se debe principalmente a los bajos aportes hídricos durante la mayor parte del año, ocasionada por el fenómeno de El Niño y el retraso en la entrada del periodo de lluvias, como consecuencia, los niveles de los embalses alcanzaron mínimos históricos, lo que, a su vez, impulsó un incremento en los precios de energía. Además, el año 2024 fue el segundo año más seco de Colombia desde que se tienen estadísticas, lo que agravó aún más la situación del sector energético.

Ante esta situación, el 29 de septiembre el Gobierno Nacional activó por primera vez en 10 años el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, una medida que busca mitigar los efectos de los bajos niveles hídricos que impactan directamente la generación de energía, estableciendo un marco para la gestión de riesgos y asegurando el suministro energético en situaciones de escasez. Como parte de esta estrategia, se priorizó la generación a través de plantas térmicas y se promovieron prácticas de ahorro energético para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

En este contexto, el negocio de generación en Colombia aportó $2,70 billones de pesos al margen, reflejando una reducción del 27% en comparación con el año anterior, explicado principalmente por:

- Mayores compras de energía, tanto a través de contratos como en el mercado spot, debido a la menor generación ocasionada por la baja hidrología, intensificada por el fenómeno de El Niño, especialmente crítica en los primeros cuatro meses del año, y en los meses de agosto y septiembre, cuando los aportes hídricos estuvieron por debajo de la media histórica.
- Incremento en el precio de bolsa en comparación con el mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la menor generación de energía a nivel nacional y la mayor utilización de la tecnología térmica.
- Menores ingresos por prestación de servicios auxiliares para la regulación de la frecuencia del sistema (Automatic Generation Control – AGC) por menor asignación. Asimismo, se registró una reducción en los ingresos por cargo por confiabilidad, resultado de la apreciación del peso frente al dólar y la menor generación de energía.

Por su parte el negocio de distribución y comercialización aportó $3,8 billones de pesos, equivalentes al 51,7% del margen total de la compañía, lo que representa un incremento del 11,1% en comparación con el mismo período del 2023. Este incremento se atribuye principalmente a:

- Gestión eficiente de las pérdidas no técnicas, gracias a la ejecución eficaz de los programas de recuperación de energía (164 GWh) y gestión de los Consumos No Registrados (CNR).
- Mayores ingresos provenientes de la actividad de distribución, como resultado del plan de inversiones que incorporó nuevos activos eléctricos en la base regulatoria (BRA).
- La indexación normativa de los componentes tarifarios asociados a la distribución y comercialización.

Sin embargo, este crecimiento fue parcialmente compensado por:

- Menores ingresos provenientes de trabajos a particulares y otros sectores, debido a la finalización de proyectos de infraestructura vinculados con la construcción del Metro en 2023.
- Reducción en el volumen de ventas y en el margen unitario de facturación de productos y servicios de terceros.

Así mismo, al cierre del 2024 las filiales de Centroamérica en Panamá, Guatemala y Costa Rica contribuyeron con $855.152 millones de pesos al margen de contribución, mostrando un incremento del 31% en comparación con 2023. Este incremento se debe principalmente a una mayor generación de energía especialmente en Panamá, donde la optimización de los embalses por requerimiento del sistema permitió un aumento de 411 GWh. Asimismo, en Costa Rica se registró un incremento de 50 GWh de generación respecto al año anterior.

Por su parte los **costos fijos** ascendieron a $1,28 billones de pesos, lo que representa un incremento del 9,05% frente a 2023. Este incremento se debe principalmente a:

- Mayores gastos de personal y contratos operativos, impulsados por el incremento del salario mínimo, la actualización del Índice de Precios al Consumidor, y los beneficios económicos establecidos en la Convención Colectiva de Trabajo firmada en 2022.
- Aumento en los gastos fijos de explotación, debido a provisiones específicas, entre ellas $69.000 millones de pesos, por el fallo en segunda instancia del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, que ordena la rehabilitación y entrega de la vía Gachalá – Gama, y $3.983 millones de pesos destinados al mejoramiento de las vías en Mesitas del Colegio.

Con base en lo anterior, al cierre del 2024 el **EBITDA consolidado** de Enel Colombia alcanzó $6,06 billones de pesos.

El EBIT se ubicó en $4,63 billones de pesos, mostrando una disminución del 5,8% con respecto al 2023, como resultado de los impactos mencionados a nivel de EBITDA y reflejando un aumento en el gasto por depreciaciones, consecuencia del crecimiento de la base de activos fijos tras la ejecución del plan de inversiones de la Compañía. Además, incluye un impacto contable por el proyecto eólico Windpeshi.

La **utilidad neta** consolidada de Enel Colombia se ubicó en $2,36[1] billones de pesos, impactada por los siguientes aspectos con relación al año 2023:

- Disminución en los gastos financieros, resultado de los mayores gastos registrados en 2023 relacionados con el deterioro de la cuenta por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

1. La utilidad neta incluye las filiales de Colombia y Centroamérica, así como las compañías en las que Enel posee inversiones como asociadas, este resultado incorpora las participaciones controladas y no contraladas de Enel Colombia como grupo.

- Reducción en el gasto de impuesto de renta frente a 2023, asociado al resultado operacional 2024 y al beneficio del incentivo fiscal establecido en la Ley 1715 de 2014, que permite deducir el 50% de las inversiones realizadas en proyectos de Fuentes de Energía No Convencionales.

Por su parte, las filiales de Enel Colombia en Centroamérica reportaron una utilidad neta de $306,186 millones de pesos, lo que representa un crecimiento del 13,1% frente al año anterior. Este resultado se debe principalmente al aumento en la generación de energía en Panamá y Costa Rica.

Millones COP$	2024	2023	Variación
Activo corriente	4.599.497	5.449.940	-15,60%
Activo no corriente	26.296.048	24.145.944	+8,90%
Total Activos	**30.895.545**	**29.595.884**	**+4,39%**

A 31 de diciembre de 2024, los activos de la Compañía alcanzaron un total de $30,9 billones de pesos, lo que refleja un incremento de $1,3 billones (+4,4%) en comparación con el cierre de 2023. Este aumento se explica principalmente por un mayor saldo en el rubro de Propiedad, Planta y Equipo, impulsado por las inversiones en proyectos de energía renovable, así como en mejoras, reposiciones y modernizaciones de las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública.

Este crecimiento se vio parcialmente compensado por una disminución en el nivel de caja al cierre del año y una reducción en las cuentas por cobrar, derivada de una menor cartera de clientes del mercado regulado, como resultado principalmente de la recuperación de saldos de opción tarifaria. Al final de 2024, la caja, junto con las cuentas por cobrar, totalizaron $1,26 billones y $2,2 billones de pesos, respectivamente.

Al cierre de 2024, los activos no corrientes ascendieron a $26,3 billones de pesos, destacándose el rubro de propiedad, planta y equipo, que representó el 91,2% de esta cuenta y el 78% del total de activos.

Por su parte, los activos corrientes sumaron $4,6 billones de pesos, destacando las cuentas por cobrar, aportando el 27%, y el rubro de efectivo y equivalentes al efectivo, que contribuyó con el 47%. En relación con el total de activos, estas cuentas representaron el 4,1% y el 7,0%, respectivamente.

Millones COP$	2024	2023	Variación
Pasivo corriente	5.310.187	6.634.037	-20,0%
Pasivo no corriente	10.344.366	8.995.509	+14,9%
Total Pasivos	15.654.553	15.629.546	+0,16%
Total Patrimonio	15.240.992	13.966.338	+9,13%
Total Pasivos y Patrimonio	30.895.545	29.595.884	+4,39%

Al cierre de 2024, el pasivo total de Enel Colombia alcanzó los $15,7 billones de pesos, lo que representó un leve incremento del 0,16% en comparación con el saldo de 2023.

Los pasivos no corrientes aumentaron un 14,9%, impulsados principalmente por el incremento de la deuda neta en 2024, derivado de las nuevas tomas destinadas a financiar el ambicioso plan de inversiones de la compañía, sumado a un mayor saldo en las provisiones ambientales.

Este aumento se vio compensado por la disminución en los pasivos corrientes, que al cierre de 2024 totalizaron $1,32 billones de pesos, lo que representó una reducción del 20,0% frente a diciembre de 2023. Esta disminución se explicó por un menor saldo en las cuentas comerciales por pagar a corto plazo y la reducción en el pasivo por impuestos corrientes.

Por su parte, el patrimonio de la Compañía alcanzó $15,7 billones de pesos de pesos al cierre del 2023, registrando un incremento del 9,1% frente al mismo periodo de 2023, como resultado de la mayor utilidad obtenida frente al año anterior, sumado al efecto de conversión de los estados financieros de las filiales denominados en moneda extranjera a la moneda de presentación.

Deuda Financiera

Al 31 de diciembre de 2024, la deuda neta consolidada ascendió a $8,6 billones de pesos. Por su parte, la deuda financiera de la Compañía en Colombia ascendió a $9,71[2] billones de pesos.

Durante el 2024 Enel Colombia accedió a financiación por un total de $3,0 billones de pesos:

El 27 de noviembre de 2024 se desembolsó un crédito con el Banco Europeo de Inversiones por $1,32 billones de pesos, destinado a financiar la construcción del parque solar Guayepo I&II así como la mejora y expansión de la infraestructura eléctrica en Bogotá y Cundinamarca. Este crédito cuenta con respaldo parcial de SACE, la Agencia Italiana de Crédito a la Exportación.

Adicionalmente, durante 2024 la Compañía ejecutó operaciones de financiamiento a corto y largo plazo con la banca local por 1,66 billones de pesos:

- El 19 de febrero de 2024, se efectuó la novación de un crédito con Banco de Bogotá por $400.000 millones y, además, se desembolsó un crédito adicional de $100.000 millones con la misma entidad. Ambas obligaciones tienen como fecha de vencimiento el 19 de febrero de 2031.
- El 21 de marzo de 2024 se contrató un crédito por $300.000 millones de pesos con Bancolombia, con vencimiento el 27 de diciembre de 2027.
- El 18 de junio se desembolsaron créditos por un monto total de $300.000 millones: uno suscrito con Itaú por $50.000 millones, y otro con Banco de Occidente por $250.000 millones. Ambas obligaciones tienen vencimiento el 18 de junio de 2025.
- El 15 de agosto se suscribió un contrato de crédito por $71.000 millones con Banco de Bogotá, con vencimiento el 15 de agosto de 2025.
- El 16 de agosto de 2024 se desembolsó un crédito por $109.000 millones de pesos con Itaú, con vencimiento el 16 de agosto de 2025.
- El 16 de septiembre se contrató un crédito por $150.000 millones de pesos con Banco de Bogotá, con vencimiento el 16 de marzo de 2025.
- El 15 de noviembre se desembolsó un crédito por $150.000 millones de pesos con Banco de Occidente, con vencimiento el 15 de noviembre de 2025.
- Finalmente, en 2024, se suscribieron tres créditos a través de la línea de redescuento de Findeter de Eficiencia Energética para el negocio de Generación. El primero, el 26 de febrero, fue por $35.000 millones con Bancolombia, con vencimiento el 26 de febrero de 2031; el segundo, el 13 de marzo, por $25.000 millones con Davivienda, con vencimiento el 13 de marzo de 2029; y el tercero, el 15 de agosto, por $20.000 millones con Banco de Bogotá, con vencimiento el 15 de agosto de 2034.

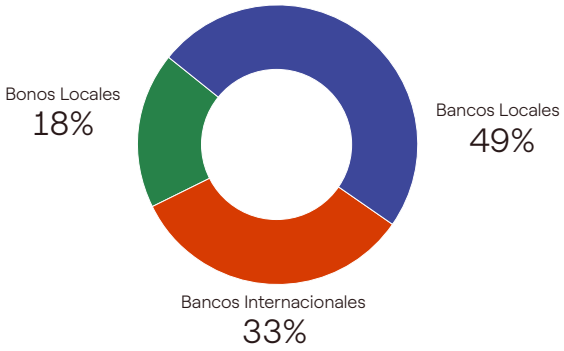
2. Sin Leasings

Al cierre del 2024 el 100% de la deuda de la Compañía se mantuvo en pesos colombianos. La composición por instrumento se distribuyó así: el 18% en bonos ordinarios locales, el 49% a través de créditos con la banca local, y el 33% en créditos con la banca internacional y multilaterales.

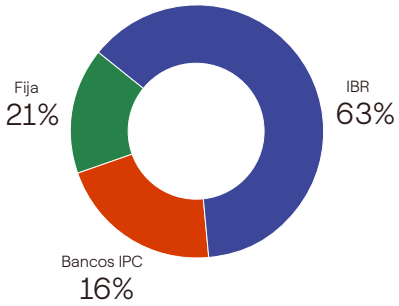
Por su parte, la composición por tasa de interés está distribuida de la siguiente manera: el 63% indexado a IBR, el 16% indexado al IPC, y el 21% está a tasa fija[3].

3. Después de coberturas.

COMPOSICIÓN POR INSTRUMENTO

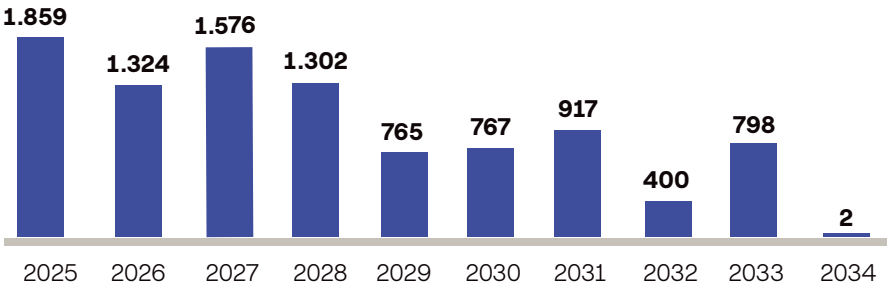


COMPOSICIÓN POR TASA DE INTERÉS



A continuación, se presenta el perfil de vencimientos de Enel Colombia al corte del 31 de diciembre de 2024:

PERFIL DE VENCIMIENTOS ENEL COLOMBIA (MILES DE MILLONES COP)



Dividendos

En 2024 Enel Colombia realizó el pago de dividendos ordinarios a sus accionistas por un total de $1,81 billones de pesos con cargo a las utilidades del ejercicio 2023.

Así mismo, la Compañía recibió dividendos de Guatemala por USD$32,1 millones y de Panamá por USD$7,43 millones.

Calificaciones vigentes

El 6 de diciembre de 2024 Fitch Ratings Colombia afirmó las calificaciones nacionales de largo y corto plazo de Enel Colombia en "AAA (col)" con perspectiva estable y "F1+ (col)" la respectivamente. Asimismo, afirmó en "AAA (col)" y "F1+ (col)" las calificaciones de los Programas de Bonos y Papeles Comerciales.

Igualmente, la calificadora afirmó la calificación internacional de crédito de Enel Colombia en BBB, con perspectiva estable, superando la calificación soberana de Colombia (BB+).

Estas calificaciones reflejan la sólida posición financiera de la empresa, con un bajo apalancamiento, una posición contractual estable y una liquidez robusta.

Asimismo, la calificación está respaldada por los incentivos estratégicos de su empresa matriz, Enel Américas S.A. (BBB+/Estable), de la cual Enel Colombia genera aproximadamente el 40% del EBITDA, lo que la convierte en un actor clave dentro del portafolio del grupo.

Fitch Ratings argumenta que Enel Colombia se beneficia de una diversificación geográfica y de negocios. La compañía se mantiene como la segunda mayor compañía de generación del país por capacidad, con un portafolio diverso que le brinda flexibilidad operacional alta, y mejora la predictibilidad de su flujo de caja operativo. Además, Enel Colombia se posiciona como la principal compañía de distribución en el país, y se espera que la naturaleza regulada del negocio adicione estabilidad y predictibilidad a la generación del flujo de caja.

Reconocimiento Investor Relations (IR)

Por duodécimo año consecutivo, Enel Colombia recibió el reconocimiento IR (*Investor Relations)* por el compromiso, transparencia y altos estándares en cuanto a revelación de información y su relación con inversionistas.

Este reconocimiento evalúa el cumplimiento de los estándares mínimos de revelación en aspectos sociales, ambientales y de gobierno corporativo (ASG), basados en las mejores prácticas a nivel global y regional. Entre estos criterios se incluye la disponibilidad de un representante que pueda atender consultas de inversionistas en español e inglés, la revelación de información adicional a la solicitada de manera ordinaria a través de una página web actualizada constantemente, y la publicación periódica de información financiera y corporativa.

Asimismo, la Bolsa de Valores de Colombia incorpora estándares mínimos de revelación en aspectos ESG con el objetivo de promover la adopción de las mejores prácticas a nivel internacional por parte de los emisores.

Recibir este mérito por el cumplimiento de todos los estándares establecidos refleja el compromiso de la compañía con elevados principios de transparencia y buenas prácticas. Gracias a ello, continuamos fortaleciendo nuestras relaciones con los inversionistas, gestionando la información de manera responsable, ética, clara y transparente.

GESTIÓN TRIBUTARIA

La gestión de Asesoría Fiscal en 2024 se focalizó en una participación activa en la planeación y revisión de las operaciones de las Compañías y las inversiones en CAM, así como la gestión oportuna del cumplimiento tributario, como se describe a continuación:

El trabajo del equipo se ha concentrado en: (i) Seguimiento respecto de la obligatoriedad o no en Enel Colombia de liquidar la sobretarifa de renta de 3% adicional en el impuesto de renta, establecida en la Ley 2277 de 2022 para las empresas cuya actividad económica principal sea la generación de energía eléctrica a través de recursos hídricos (ii) el apoyo en transacciones no rutinarias con el fin de lograr su optimización tributaria a través del aprovechamiento de pérdidas ocasionales, optimización de costos fiscales, entre otros beneficios fiscales, en proyectos como: (a) la venta del proyecto de Windpeshi; (b) análisis de alternativas de flexibilización de capex en proyectos solares; y (c) nuevas alternativas de negocios de Colombia y Centro América (iii) el mantenimiento de los beneficios tributarios aplicables a Enel Colombia S.A. E.S.P, incluyendo aquellos otorgados al Proyecto Hidroeléc-

trico El Quimbo y los asociados a eficiencia energética e inversión en fuentes no convencionales de Energía (Ley 1715 de 2014); (iv) la atención de litigios y controversias con entidades territoriales (i.e. municipios y departamentos) y otras entidades públicas (ej. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD) de Colombia y Costa Rica, (v) gestión de devolución de saldos a favor de IVA/ITBMS y retención en la fuente de Colombia y Costa Rica, (vi) acompañamiento y gestión en el ámbito tributario de las fusiones de Panamá y (vii) finalmente la revisión de los reconocimientos del año 2024 en operaciones relevantes, el análisis de los impactos y situaciones a considerar para Enel Colombia, para la gestión del cumplimiento tributario.

Con relación a la sobretarifa del 3% se trabajó desde 2 frentes: (i) seguimiento la estructuración fiscal para desarrollar una metodología que permitiese establecer cuál es la actividad económica principal de Enel Colombia; y (ii) seguimiento el litigio constitucional con la participación en 2 demandas ante la Corte Constitucional, fruto de las cuales se logró una decisión que limitó el alcance de la sobretarifa de forma exclusiva a las rentas originadas en la generación de energía eléctrica a través de recursos hídricos.

La planeación fiscal en transacciones no rutinarias permitió que no se generaran impuestos adicionales en años posteriores por la venta del proyecto eólico, en el cual se realizaron sugerencias para la negociación del contrato y la redacción del mismo. Adicionalmente, en los proyectos solares evaluación de nuevas alternativas que no permitan perdida de beneficios y de valores de las inversiones.

Respecto a los beneficios tributarios aplicables a la operación de Enel Colombia S.A. E.S.P., Asesoría Fiscal aseguró la continuidad del beneficio de deducción especial en activos fijos reales productivos de renta para el Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo. Para este propósito, se vigiló el cumplimiento de las obligaciones del contrato de estabilidad jurídica, con lo cual, se obtuvo un dictamen sin salvedades por parte del auditor externo. El trabajo en este sentido incluyó el aprovechamiento de los potenciales beneficios derivados de la construcción de las nuevas instalaciones. Continuamos igualmente con el programa de seguimiento y aprovechamiento de los beneficios tributarios por eficiencia energética ante las autoridades ambientales y minero-energéticas competentes, para ello nos encontramos trabajando en la creación de un proceso con las responsabilidades de cada una de las áreas para tener un mayor control.

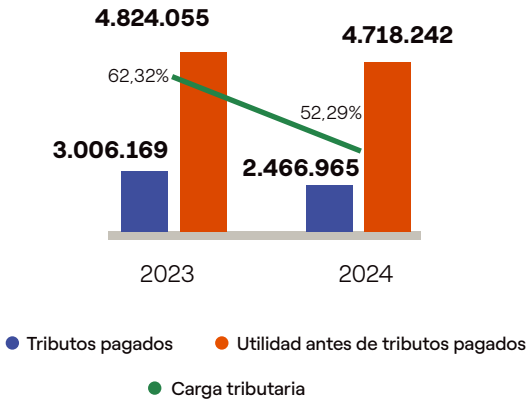
Durante el año, se adquirieron activos fijos reales productivos que permiten tomar un descuento tributario en renta por el IVA pagado. Este descuento será imputado en las de declaraciones de renta del año gravable en que se cumplan las condiciones tributarias correspondientes.

En materia de litigios tributarios, gestionamos alrededor de 42 litigios activos, de los cuales internamente gestionamos internamente 20 procesos judiciales. Es así como, durante el año 2024 obtuvimos seis fallos judiciales definitivos a favor de Enel por discusiones de impuesto de alumbrado público por un monto de $2.122.942.822. Del mismo modo, obtuvimos tres fallos judiciales definitivos favorables en discusiones contra la SSPD y la CREG por la contribución especial del año 2020 por un monto de $4.491.674.000, que deben reintegrar las mencionadas entidades a Enel. Adicionalmente, implementamos la herramienta Suite para la gestión, actualización, repositorio de información confiable de los litios tributarios, la cual nos ha permitido tener un control mayor de los distintos miembros del equipo de impuestos de los litigios, tener información confiable, actualizada y segura. Finalmente, en discusiones directas con las entidades territoriales obtuvimos decisiones definitivas a favor de Enel por $149.700.000 por concepto de impuesto de alumbrado público. .En relación con el proyecto Faro, el equipo de Asesoría Fiscal se concentró en la mejora de procesos base de cálculo para impuestos y apoyo las diferentes pruebas para que la información se alineara con las políticas fiscales de la compañía.

Finalmente, desde el año 2018 se realiza la divulgación del Total Tax Contribution (TTC), con el cual se evidencia la forma clara en que actúan las compañías del Grupo Enel en sus responsabilidades fiscales cumpliendo a cabalidad con la normatividad tributaria vigente, lo cual contribuye al desarrollo económico y social de Colombia mediante el pago y el recaudo de todos los tributos. El TTC permite identificar, medir y comunicar el activo empresarial que representa la contribución tributaria de Enel Colombia, para que el mismo se incorpore de forma efectiva en el valor reputacional, dado el valor que genera y aporta a la Sociedad.

La carga tributaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. incluidos todos los tributos nacionales y locales (recaudados y soportados), de los últimos dos años es como se observa a continuación:

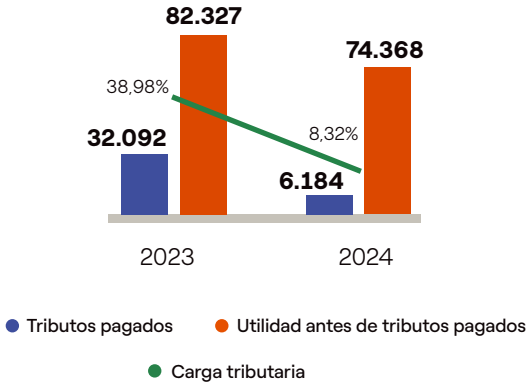
ENEL COLOMBIA CIFRAS EN $MCOP



Los datos comprenden la comparación entre la utilidad en comparación con los tributos pagados en el perímetro de Colombia, atendiendo a las obligaciones fiscales en el país.

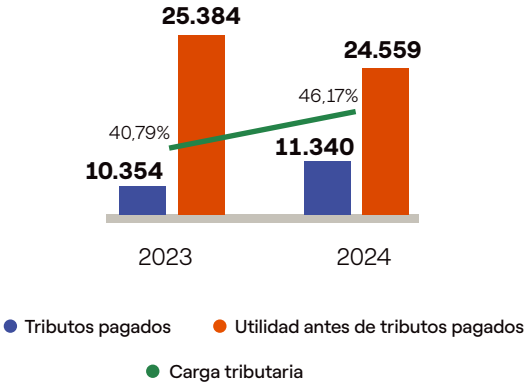
Frente a los países de CAM, la carga tributaria se compone en USD de la siguiente manera:

PANAMÁ: CIFRAS EN MILES USD

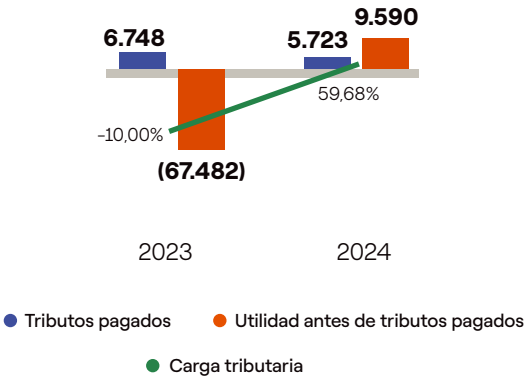


Guatemala resulta con la siguiente carga tributaria

GUATEMALA: CIFRAS EN MILES USD



COSTA RICA:



ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS **2024**

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

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

Build the **FUTURE** through **SUSTAINABLE POWER.**

KPMG S.A.S. Teléfono 57 (1) 6188000
Calle 90 No. 19C-74 57 (1) 6188100
Bogotá D.C.-Colombia home.kpmg/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

Señores Accionistas

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

Informe sobre la auditoría de los estados financieros Opinión

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

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

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.

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

KPMG S.A.S. Teléfono 57 (1) 6188000
Calle 90 No. 19C-74 57 (1) 6188100
Bogotá D.C.-Colombia home.kpmg/co

Asuntos clave de auditoría

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

Otros asuntos

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

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

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

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

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

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

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

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

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

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

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

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

KPMG S.A.S. Teléfono 57 (1) 6188000
Calle 90 No. 19C-74 57 (1) 6188100
Bogotá D.C.-Colombia home.kpmg/co

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

Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

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

a) La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.

b) Las operaciones registradas en los libros se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas.

c) La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.

d) Existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores, el cual incluye la constancia por parte de la administración sobre la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.

e) La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al sistema de seguridad social integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al sistema de seguridad social integral.

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



Andrea Rodríguez Mur

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

27 de febrero de 2025

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

KPMG S.A.S. Teléfono 57 (1) 6188000
Calle 90 No. 19C-74 57 (1) 6188100
Bogotá D.C.-Colombia home.kpmg/co

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

Señores Accionistas

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

Descripción del Asunto Principal

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

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

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

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

Responsabilidad de la administración

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

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

Responsabilidad del revisor fiscal

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

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

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

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

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

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

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

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

Limitaciones inherentes

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

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

KPMG S.A.S. Teléfono 57 (1) 6188000
Calle 90 No. 19C-74 57 (1) 6188100
Bogotá D.C.-Colombia home.kpmg/co

Criterios

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

Conclusión

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

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

Andrea Rodríguez Mur

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

27 de febrero de 2025

© 2024 KPMG S.A.S., sociedad colombiana por acciones simplificada, adscrita a la organización global de firmas miembro independientes de KPMG International Limited, una entidad inglesa privada limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

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

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

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

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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

Signed by FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Resultados, por Naturaleza, Separado
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

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

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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

Signed by FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

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

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

	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Resultado del Ejercicio		**$ 2.251.936.168**	**$ 1.931.621.190**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI		(447.626)	(2.618.023)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		155.401.746	(120.537.047)
Conversión método de participación		462.455.103	(869.518.200)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos		**617.409.223**	**(992.673.270)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		107.031.002	(420.290.854)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		**107.031.002**	**(420.290.854)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(56.098.554)	41.443.631
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		**(56.098.554)**	**41.443.631**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(37.460.852)	135.279.022
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo		**(37.460.852)**	**135.279.022**
Total otro resultado integral		**630.880.819**	**(1.236.241.471)**
Resultado Integral Total	**34**	**$ 2.882.816.987**	**$ 695.379.719**

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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

Signed by FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

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

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

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

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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

Signed by FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

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

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

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

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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

Signed by FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

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

Contenido

1. Información general 355
2. Bases de presentación 368
3. Políticas contables 374
4. Efectivo y equivalentes al efectivo 395
5. Otros activos financieros 396
6. Otros activos no financieros 399
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 400
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas 404
9. Inventarios, neto 410
10. Activos mantenidos para la venta 412
11. Activos por impuesto sobre la renta 412
12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas 413
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto 418
14. Propiedades, planta y equipo, neto 421
15. Otros pasivos financieros 427
16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar 440
17. Provisiones 441
18. Pasivos por impuestos 450
19. Otros pasivos no financieros 452
20. Provisiones por beneficios a los empleados 453
21. Impuestos diferidos, neto 458
22. Patrimonio 460
23. Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación 461

24. Aprovisionamientos y servicios....465
25. Gastos de personal....466
26. Otros gastos fijos, por naturaleza....467
27. Gastos por depreciación y amortización....469
28. Pérdidas por deterioro....469
29. Resultado financiero....470
30. Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación....473
31. Resultado en venta de activos, neto....474
32. Gasto por impuesto a las ganancias....475
33. Utilidad por acción....476
34. Resultado integral....476
35. Activos y pasivos en moneda extranjera....477
36. Sanciones....478
37. Pólizas de seguro....482
38. Contingencias....482
39. Gestión de riesgos....495
40. Mercado de derivados energéticos....498
41. Información sobre valores razonables....499
42. Categorías de activos y pasivos financieros....501
43. Segmentos de operación....501
44. Temas Relevantes....503
45. Aprobación de Estados Financieros....506
46. Eventos Subsecuentes....506

1. Información general

1.1. Ente económico

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

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

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

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

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

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

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas, así como ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Adicionalmente la sociedad como parte de su objeto social podrá: Adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica de cualquier tecnología tales como, pero sin limitarse a, hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica, realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte 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 complementarías 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 incorporal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros, tales como, pero sin limitarse a, contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, así como todo tipo de contratos con entidades bancarias y/o financieras y en general celebrar y ejecutar actos y contratos de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; participar en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; vender cualquier producto o sub producto derivado de la operación de plantas de generación diferente de la energía eléctrica, así como cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias y terceros, dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar con entidades financieras como corresponsal bancario y de seguros; realizar actividades de apoyo a Operadores de Servicios Postales debidamente habilitados y registrados por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en beneficio de sus clientes y de terceros; desarrollar líneas de negocio tales como: (i) gestión integral del servicio de alumbrado público; (ii) eficiencias energéticas, lo cual incluye, iluminación especial, desarrollo de ciudades y edificios inteligentes y sostenibles, domótica, sustitución de tecnología; (iii) movilidad eléctrica masiva, pública o privada; (iv) prestación de servicios de asesorías, interventoría, consultoría, estudios, análisis de información, procesamiento de datos de cualquier tipo; (v) comercialización de toda clase de productos propios y/o de terceros, tales como pero sin limitarse a seguros, suscripciones, servicios de mantenimiento de instalaciones y equipos; servicios de asistencia integrales tales como, médica, funeraria, al hogar y mascotas. En desarrollo de todas estas líneas de negocio, la sociedad podrá, financiar, proveer, administrar, operar, implementar y supervisar proyectos, ejecutar obras, entregar a cualquier título bienes y servicios, comercializar, mantener y en general desarrollar cualquier actividad que esté involucrada en la cadena de producción de dichos bienes o servicios, lo anterior en beneficio de sus clientes y de terceros, dentro o fuera del país; adelantar las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con comunidades en la zona de influencia de sus proyectos. Cualquiera de las actividades previstas en este objeto social, las podrá realizar la Compañía: (i) directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social, en especial, pero sin limitarse a, entidades financieras que presten servicios de banca tradicional y/o digital, otras empresas de servicios públicos, previa autorización de la Junta Directiva con independencia del monto de la inversión, o (ii) a través de cualquier tipo de contrato de colaboración empresarial, todo lo anterior dentro o fuera del país.

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

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

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

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

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

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

1.2. Comercialización de Gas

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

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

1.3. Contratos de colaboración empresarial

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

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

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

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

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

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

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

1.4. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

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

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

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

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

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

Energía Eléctrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Aspectos Ambientales

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

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

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

El contenido se divide en tres secciones (libros):

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gas Natural

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Bases de presentación

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

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

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

2.1. Principios contables

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Base contabilidad de causación

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

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

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

NIIF 17 Contratos de Seguros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Reglas del pilar dos de la OCDE

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

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

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

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

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

Enmienda de la NIC 21–Falta de intercambiabilidad

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

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

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

(a) aclaran la fecha de reconocimiento y baja en cuentas de algunos activos y pasivos financieros, con una nueva excepción para algunos pasivos financieros liquidados a través de un sistema de transferencia electrónica de efectivo;

(b) aclaran y agregan más orientación para evaluar si un activo financiero cumple con el criterio de pagos únicamente de capital e intereses (SPPI);

(c) agregan nuevas revelaciones para ciertos instrumentos con términos contractuales que pueden cambiar los flujos de efectivo (como algunos instrumentos financieros con características vinculadas al logro de objetivos ambientales, sociales y de gobernanza); y

(d) actualizan las revelaciones para los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRORI).

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

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

NIIF 18 "Presentación y revelación en estados financieros"

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

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

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

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

NIIF 19 "Subsidiarias sin responsabilidad pública: revelaciones"

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

Una subsidiaria es elegible si:

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

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

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

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

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

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

Guía del IASB

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

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

a) reducción del umbral para revelar la incertidumbre de la información requerida por la NIC 1 Presentación de Estados Financieros

b) ampliar los requisitos para el valor en uso cuando se prueba el deterioro del valor de los activos, y

c) desarrollar orientación adicional sobre la contabilidad de los mecanismos de fijación de precios de los contaminantes.

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

Normas del ISSB

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

a) NIIF S1. Requisitos generales para la divulgación de información financiera relacionada con la sustentabilidad, y

b) NIIF S2. Información que revelar relacionada con el clima.

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

Las normas requieren que:

a) la información a revelar sea preparada (i) al mismo tiempo que los estados financieros anuales (ii) para la misma entidad que informa los estados financieros, y

b) en la medida de lo posible, los supuestos utilizados para preparar la información se basen en las mismas bases que los estados financieros.

2.6. Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

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

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

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

3. Políticas contables

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

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

3.1.1. Instrumentos financieros

3.1.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

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

3.1.1.2. Activos financieros

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

3.1.1.2.1. Instrumento de deuda

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

(a) Activos financieros al costo amortizado

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

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

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

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

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

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

3.1.1.2.2. Instrumento de patrimonio

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

3.1.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

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

(f) Coberturas de valor razonable

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

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

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

(g) Coberturas de flujos de efectivo

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

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

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

(h) Coberturas de inversión neta en el exterior

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

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

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

3.1.1.3. Pasivos financieros

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

3.1.1.3.1. Deudas (Obligaciones financieras)

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

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

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

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

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

3.1.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

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

3.1.1.5. Cuentas por pagar comerciales

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

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

3.1.1.6. Reconocimiento y medición

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

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

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

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

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

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

3.1.1.7. Compensación de instrumentos financieros

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

3.1.1.8. Valores razonables de inversiones

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

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

3.1.2. Inventarios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.4. Inversiones en Subsidiarias

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

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

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

3.1.5. Inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

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

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

(a) Sus activos incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente.

(b) Sus pasivos incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente.

(c) Sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta.

(d) Su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y

(e) sus gastos incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

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

3.1.6. Combinación de negocios

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.7. Activos Intangibles

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

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

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

(a) Gastos de investigación y desarrollo

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

(b) Otros activos intangibles

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

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

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

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

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

3.1.8. Propiedades, planta y equipo

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

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

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

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

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

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

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

Las vidas útiles promedio remanentes utilizados para la depreciación son:

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.9. Deterioro de los activos

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

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existen indicadores de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicador se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo; 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 la Compañía Enel de la siguiente manera:

Modelo simplificado colectivo

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

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

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en 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 especifica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de la Compañía se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

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

Modelo general colectivo

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

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

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

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

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

3.1.10. Arrendamientos

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

Arrendatario:

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

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

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

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

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

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

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

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

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

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

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

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

Arrendador:

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

Arrendamientos Financieros:

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

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

Arrendamientos Operativos:

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

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

3.1.11. Provisiones, pasivos y activos contingentes

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

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

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

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

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

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

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

3.1.12. Impuestos

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

3.1.12.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.12.2. Impuesto de Industria y Comercio

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

3.1.13. Beneficios a empleados

(a) Pensiones

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

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

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

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

La Compañía implementa planes de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contemplan rentas temporales para los empleados que se 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 el pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.15. Moneda funcional y de presentación

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

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

3.1.16. Conversión de moneda extranjera

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

3.1.17. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

3.1.18. Reconocimiento de ingresos

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

Etapa 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.
Etapa 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.
Etapa 3: Determinar el precio de la transacción.
Etapa 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.
Etapa 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

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

(a) Enfoque de cartera:

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

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

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

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

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

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

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

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

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

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

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

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

(d) Contraprestaciones variables:

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

(e) Contratos con modificaciones:

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

(f) Consideración como principal o agente:

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

Cuando la Compañía controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones 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 distribuible antes de la liquidación de la Compañía, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

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

3.1.23. Utilidad por acción

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

3.1.24. Distribución de dividendos

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

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

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

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

3.1.25. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

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

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

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

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

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

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

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

a) La disminución del saldo en bancos por ($546.429.299), está dada por: i) recaudo $16.009.701.311; ii) pagos a proveedores ($12.559.749.062); iii) Toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda ($315.195.743); iv) pago de impuestos ($1.553.352.112), v) otros pagos ($2.127.833.693).

b) El otro efectivo y equivalentes al efectivo, está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo de la Compañía junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos.

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Otros activos financieros

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

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

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

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

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

								31 de diciembre de 2023	
Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.030,00	$ 1.118.558	$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	3.954,80	987.316	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatria S.A.	Interés	14/5/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	30.057.440
							Total valoración	$ 2.294.698	$ 30.057.440

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Otros activos no financieros

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

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

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

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

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

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

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

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

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

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

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

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

a) 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.

b) La cartera de negocios complementarios corresponde a convenios entre la Compañía y los clientes para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; que soliciten financiación por conceptos instalaciones, adecuaciones, multas por pérdidas y demás servicios que preste la Compañía.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los otros deudores están compuestos por los siguientes terceros:

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

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

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

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

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

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

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

(a) Modelo simplificado colectivo:

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

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

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

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

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

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

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

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

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

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

Garantías otorgadas por los deudores:

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

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

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

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

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

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

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

(1) El aumento corresponde principalmente a las provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre de 2024 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.

(2) Corresponde al proyecto Enel Flex el cual impulsa la iniciativa "Redes de electricidad impulsadas por la demanda digital (3DEN)" de la Agencia Internacional de Energía (AIE); este proyecto finalizará durante el 2025.

(3) Corresponde a capitalización pendiente por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S., según estatutos de constitución, donde se indica que el capital suscrito se pagará en dinero dentro de los 2 años siguientes a la fecha de constitución de la Sociedad. El 21 de agosto de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de esta sociedad.

(4) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibón Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial. El aumento corresponde a la actualización financiera (valor del dinero en el tiempo), sobre el anticipo recibido.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

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

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

(1) El aumento corresponde principalmente al contrato de venta de energía a partir del 1 de enero de 2024 para cobertura de la demanda de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., por 12 GWh-m vs el año 2023 de 4GWh, e incremento en las operaciones de transporte de energía teniendo en cuenta el crecimiento de esta sociedad.

(2) La disminución corresponde principalmente a la facturación por única vez de Development Fee sobre las sociedades Usme ZE S.A.S. por $(8.613.176) y Fontibón ZE S.A.S. por $(5.491.540) en enero 2023.

(3) La disminución corresponde principalmente a la liquidación de los intereses sobre el préstamo otorgado a Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., en los meses de marzo y agosto de 2022, para el pago de la flota de buses eléctricos a BYD Motor Colombia S.A.S.; la liquidación de estos intereses solo se realizó por dos meses en el año 2023, teniendo en cuenta que se recibió el pago del crédito en el mes de febrero 2023.

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

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

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

Junta Directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

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

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

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

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

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

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

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

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

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

Personal clave de la gerencia

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

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

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

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

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

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

9. Inventarios, neto

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

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

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

(a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024. La disminución corresponde a menores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera menor consumo y compra de materiales, y menores compras para los proyectos de alumbrado público.

(b) Al 31 de diciembre de 2024 se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2024 por $2.990.343, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.

(2) Carbón (Central Termozipa): Con corte al 31 de diciembre de 2024 y con respecto a la misma fecha de 2023, se registra un menor valor del inventario debido a la gestión de reducción de precios lograda para las compras del carbón y al alto consumo del combustible durante 2024 como consecuencia del desarrollo del Fenómeno Niño durante el primer semestre, también influyó los bajos aportes hidrológicos durante el segundo semestre, debido a que ocasionaron un alto despacho/consumo de combustibles en las centrales térmicas del Sistema Interconectado Nacional, en particular, de la Central Termozipa.

(3) Los transformadores corresponden a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024. La disminución obedece a menores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público.

(4) Al 31 de diciembre de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de $95.050.110 y valor en libros $40.226.437, así:

Reconocimiento bonos de Carbono

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

(5) Al 31 de diciembre de 2024, el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la central de Termozipa.

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

10. Activos mantenidos para la venta

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Windpeshi (1)	$ 223.471.664	$ 424.247.550
Propiedades, planta y equipo	261.138	261.138
$	**223.732.802**	**$ 424.508.688**

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

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

11. Activos por impuesto sobre la renta

El activo por impuesto de renta se presenta a continuación:

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

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

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

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

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

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

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

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dividendos Guatemala

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

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

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

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

Dividendos Panamá

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

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

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

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

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

Estado de Resultados:

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

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

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

Estado de Resultados

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

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

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

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

Estado de Resultados

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

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

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

Estado de Resultados:

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

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

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

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

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

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

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

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

14. Propiedades, planta y equipo, neto

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Al 31 de diciembre de 2024 se realizaron bajas por $13.431.557 correspondientes principalmente a inventario cíclico en subestaciones y trasformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por $12.090.585.

d) Al 31 de diciembre de 2024 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la actualización de VPN de provisiones de desmantelamiento y ambientales de acuerdo con la CINIIF 1 por $452.009.259, principalmente por la dotación de actividades recurrentes y no recurrentes de Quimbo por $417.608.879, constitución de la provisión ambiental de Guayepo I y II por $54.474.918 y provisión CAR por $(26.402.460).

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

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

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

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

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

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

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

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

Arrendamiento financiero

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

- Terrenos:

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

- Edificios:

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

- Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte):

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pólizas de seguro

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

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

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

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

15. Otros pasivos financieros

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

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

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

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

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

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

Durante el 2024 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

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

Y se pagaron entre otros las siguientes obligaciones financieras:

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

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

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

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

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

Generación

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

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

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

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

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

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

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

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

Primer Tramo:

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

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

Segundo Tramo:

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

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

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

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

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

Tercer Tramo:

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

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

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

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

Cuarto Tramo:

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

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

Quinto Tramo:

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

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.2024	$74.804
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	$162.500.000
Valor nominal por bono	$10.000
Plazo de emisión	Sub–serie B6: 6 años Sub–serie B10: 10 años Sub–serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
Fecha de vencimiento	Sub–serie B6: 16 de mayo de 2020 Sub–serie B10: 16 de mayo de 2024 Sub–serie B16: 16 de mayo de 2030
Tasa cupón	Sub–serie B6: IPC + 3,42% E.A. Sub–serie B10: IPC + 3,83% E.A. Sub–serie B16: IPC + 4,15% E.A.

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

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

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.2024	$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	$0
Valor nominal por bono	$10.000
Plazo de emisión	Sub–serie B3: 3 años Sub–serie B7: 7 años
Fecha de emisión	11 de febrero de 2016
Fecha de vencimiento	Sub–serie B3: 11 de febrero de 2019 Sub–serie B7: 11 de febrero de 2023
Tasa cupón	Sub–serie B3: IPC + 3,49% E.A. Sub–serie B7: IPC + 4,69% E.A.

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

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

Octavo Tramo (*):

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

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

Distribución

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

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

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

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

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

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

Primer Tramo:

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

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

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

Segundo tramo bajo el programa

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

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

Tercer tramo bajo el programa

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

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

Cuarto tramo bajo el programa

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

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

Quinto tramo bajo el programa

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

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

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

Sexto tramo bajo el programa

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

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

Séptimo tramo bajo el programa

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

Octavo tramo bajo el programa

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

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

Noveno tramo bajo el programa

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

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

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

Décimo tramo bajo el programa

Valor total colocado	$500.000.000, así: Sub–serie E4: $250.000.000 Sub–serie B7: $250.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	$250.000.000
Valor nominal por bono	$10.000
Plazos de emisión	Sub–serie E4: 4 años Sub–serie B7: 7 años
Fecha de emisión	25 de agosto de 2020
Fecha de vencimiento	Sub–serie E4: 25 de agosto de 2024 Sub–serie B7: 25 de agosto de 2027
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub–serie E4: 4.70% E.A. Sub–serie B10: IPC +2,45% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 25 de agosto de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por $250.000.000.

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

			Corriente								
Serie	Tasa EA	Tasa EA	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10años	Total no corriente
B12-13	10,46%	Variable	$ 2.083.792	$ 362.999.530	$ 365.083.322	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	200.000.000	202.952.000	-	-	-	-	-	-
B12-13	10,25%	Variable	2.444.784	193.340.000	195.784.784	-	-	-	-	-	-
B12-18	8,98%	Variable	3.120.000	-	3.120.000	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B7-2020	7,78%	Variable	1.905.750	-	1.905.750	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000
B16-14	9,57%	Variable	1.881.751	-	1.881.751	-	-	-	-	162.425.195	162.425.195
B10-19	8,95%	Variable	1.176.800	-	1.176.800	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,03%	Variable	902.000	-	902.000	-	-	199.938.737	-	-	199.938.737
			$ 16.466.877	**$ 756.339.530**	**$ 772.806.407**	**$ -**	**$ 250.000.000**	**$ 199.938.737**	**$ 200.000.000**	**$ 322.425.195**	**$ 972.363.932**

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

			Corriente							
Serie	Tasa EA	Tasa EA	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
E4-2020	4,70%	Fija	$ 1.165.748	$ 250.000.000	$ 251.165.748	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
E7-17	6,46%	Fija	824.600	200.000.000	200.824.600	-	-	-	-	-
B10-14	14,37%	Variable	3.181.242	186.410.405	189.591.647	-	-	-	-	-
B15-09	16,86%	Variable	56.721.389	-	56.721.389	-	-	-	-	-
B12-18	14,11%	Variable	4.813.120	-	4.813.120	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	15,44%	Variable	3.607.338	-	3.607.338	193.340.000	-	-	-	193.340.000
B7-20	12,85%	Variable	3.081.750	-	3.081.750	-	250.000.000	-	-	250.000.000
B12-13	15,66%	Variable	3.050.904	-	3.050.904	362.959.025	-	-	-	362.959.025
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	200.000.000	-	-	-	200.000.000
B16-14	14,72%	Variable	2.837.088	-	2.837.088	-	-	-	162.412.457	162.412.457
B10-19	14,07%	Variable	1.811.000	-	1.811.000	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-12	14,16%	Variable	1.383.400	-	1.383.400	-	-	199.919.873	-	199.919.873
			$ 85.429.579	**$ 636.410.405**	**$ 721.839.984**	**$ 756.299.025**	**$ 250.000.000**	**$ 199.919.873**	**$ 522.412.457**	**$ 1.728.631.355**

(3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	$ 10.976.732	$ 119.068.139	$ 6.428.715	$ 107.617.916
Vehículos (b)	9.414.732	12.014.753	7.200.660	2.511.357
Edificios (c)	8.363.477	81.101.839	8.125.791	88.663.174
Redes eléctricas	-	-	-	663.284
Total	**$ 28.754.941**	**$ 212.184.731**	**$ 21.755.166**	**$ 199.455.731**

a) El incremento corresponde principalmente a nuevos contratos con Proaxa S.A.S. por $3.245.854 por 3 años a una tasa del 10.63%, Concretos El Rubí S.A. por $2.489.646 a 3 años con una tasa del 12,24% y a la renovación del contrato de patios Transmilenio por 12 años a una tasa del 14.08% con Terrapuerto S.A.S. por $5.846.715 a una tasa del 11.15%, C.I. Alliance S.A. por $303.297 a una tasa de 11.15%, a la actualización financiera por cambio de IPC de contratos con Maria Cecilia Botero por $6.232.588, Compañía General de Actividades y S.A. por $3.212.048 a una tasa del 11.15%, Luz Charris y Herederos S.A. a una tasa del 13.64% por $2.178.359, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. por $1.986.873 a una tasa del 10.62%, F&M 160 S.A.S. por $376.918, Agro Inversiones Campos Verdes S.A.S. por $375.258, Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P. por $329.169 y amortización de capital y pago de intereses con C.I. Alliance S.A. por $(3.071.716), Terrapuerto S.A.S. por $(2.403.429), Compañía General de Actividades y Suministros S.A. por $(1.847.122), Inversiones Macondal S.A.S. por $(1.440.728), Luz Charris y Herederos $(1.384.606) y Agropecuaria Doña Barbara & Cia. por $(1.166.802).

b) El incremento corresponde principalmente a la renovación de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por $24.444.193 a 3 años con una tasa del 10,84%, ALD Automotive S.A. por $602.859 a 1 año con una tasa de 21.35% y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por $570.770 actualización IPC tasa del 10.96% y otros por $129.726. Adicionalmente pagos en intereses y capital de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por $(8.643.451), Busexpress S.A.S. por $(3.050.547), ALD Automotive S.A. por $(1.989.915) y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por $(1.844.271).

c) La disminución corresponde a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de $(6.449.837), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por $(448.506), Canales Andrade y Compañía. S.A.S. por $(367.155) y otros por $(58.151).

(4) Al 31 de diciembre 2024, la principal variación corresponde a la menor cantidad de derivados de cobertura (21) constituidos con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	360.000	USD	5.566,31	$ 368.242
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	1.801.318	EUR	4.410,00	355.681
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.432,00	298.426
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	10.136.617	USD	4.397,50	292.849
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	2.900.000	EUR	4.688,00	285.752
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	2.100.000	EUR	4.716,50	219.245
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.738,00	149.955
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/5/2025	22.022.391	USD	4.504,81	128.528
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	106.335
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	334.000	USD	4.731,97	87.541
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	87.460
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	77.075
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	41.031
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	24.570
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.352.824	USD	4.434,47	22.114
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.044.514	USD	4.434,47	17.074
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	15.117
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	175.000	USD	4.521,62	10.005
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	844.298	EUR	4.599,30	8.901
					Total valoración			$ 2.832.573

Al 31 de diciembre de 2023, se tenían constituidos ciento cuarenta y dos (142) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	29/2/2024	10.000.000	USD	4.798,72	9.137.328	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.853,54	9.033.276	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/7/2024	4.500.000	USD	4.942,60	4.050.801	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	3.467.662	USD	4.334,23	1.672.653	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	1.250.000	USD	5.550,50	1.660.083	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/6/2024	1.250.000	USD	5.373,50	1.659.658	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	1.300.000	USD	5.358,60	1.596.629	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.097.952	USD	4.010,27	1.496.720	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	4.010,27	1.481.350	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	1.012.657	USD	5.292,20	1.437.243	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/9/2024	1.300.000	USD	5.202,12	1.391.226	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	2.595.077	USD	4.325,37	1.229.268	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/9/2024	900.000	USD	5.326,54	1.102.421	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2024	900.000	USD	5.290,92	1.101.617	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	1.200.000	USD	4.650,78	994.476	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/7/2024	800.000	USD	5.256,63	976.870	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/7/2024	900.000	USD	5.146,75	971.936	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/9/2024	900.000	USD	5.174,88	965.369	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	15/2/2024	6.838.588	USD	3.994,19	932.236	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/7/2024	800.000	USD	5.117,35	865.941	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	856.095	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/5/2024	700.000	USD	5.224,55	855.247	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/5/2024	700.000	USD	5.089,78	761.000	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.222,50	741.845	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.435,50	732.879	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	875.000	USD	4.929,80	719.650	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.255,55	636.406	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	418.000	USD	5.031,70	505.634	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	400.000	USD	5.095,00	493.003	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	400.000	USD	5.158,00	488.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	400.000	USD	5.191,00	487.735	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	575.000	USD	4.876,80	477.060	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	575.000	USD	4.906,80	475.337	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	467.570	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	467.570	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/1/2024	400.000	USD	4.974,90	445.567	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/4/2024	400.000	USD	5.028,27	438.496	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/4/2024	400.000	USD	5.058,46	437.016	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	500.000	USD	4.846,80	414.632	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	495.000	USD	4.820,80	412.317	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/2/2024	2.862.243	USD	3.999,53	389.527	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	387.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	387.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	465.000	USD	4.956,80	381.434	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2024	1.000.000	USD	4.197,98	375.930	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	300.000	USD	5.125,00	368.551	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	25/1/2024	2.619.826	USD	3.977,49	356.381	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.100.000	USD	4.401,50	351.437	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	1.100.000	USD	4.421,00	346.542	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	29/2/2024	300.000	USD	5.002,33	332.575	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/1/2024	2.296.676	USD	3.979,91	309.096	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	370.000	USD	4.984,80	302.979	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/9/2024	576.000	USD	4.557,00	294.310	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	203.931	USD	5.292,20	289.435	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	864.000	USD	4.339,00	285.836	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	549.000	USD	4.533,00	280.415	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2024	315.000	USD	4.709,20	269.258	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	884.820	USD	4.150,39	267.708	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	258.140	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/5/2024	488.000	USD	4.481,08	251.710	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	472.000	USD	4.513,00	243.907	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/12/2024	486.000	USD	4.591,50	231.107	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	577.000	USD	4.442,50	231.062	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	633.000	USD	4.397,33	227.180	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	550.000	USD	4.422,50	224.554	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	250.000	USD	4.790,05	209.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.476,50	205.565	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	413.000	USD	4.562,03	204.001	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	487.000	USD	4.381,50	203.377	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	235.000	USD	4.762,00	198.249	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	470.000	USD	4.401,50	193.810	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2024	347.000	USD	4.395,79	188.999	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	220.000	USD	4.736,00	187.459	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	485.000	USD	4.499,50	186.816	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	500.000	USD	4.397,33	179.447	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	29/2/2024	1.313.704	USD	4.004,86	178.656	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	334.000	USD	4.438,22	176.485	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	177.000	USD	4.813,52	175.490	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/1/2024	426.722	USD	4.240,30	174.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.027.000	USD	4.234,50	173.439	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2024	145.000	USD	4.979,90	167.888	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	987.000	USD	4.254,50	164.089	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	412.000	USD	4.457,50	161.750	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	298.000	USD	4.416,80	160.665	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2024	297.000	USD	4.460,46	155.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/1/2024	346.000	USD	4.293,45	152.939	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/8/2024	400.000	USD	4.403,33	149.175	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	820.000	USD	4.173,63	145.500	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	334.000	USD	4.336,50	143.156	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2024	298.000	USD	4.315,50	130.562	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	18/1/2024	936.117	USD	3.971,68	127.254	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	297.000	USD	4.360,50	126.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/1/2024	887757	USD	3.979,91	119.478	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/2/2024	873.132	USD	3.999,53	118.826	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	67.977	USD	5.292,20	96.478	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	267.000	USD	4.397,33	95.825	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	275.000	USD	4.293,00	91.833	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	4/1/2024	214.935	USD	4.232,95	87.981	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	230.000	USD	4.191,00	78.409	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	54.315	USD	5.292,20	77.088	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	373.000	USD	4.214,33	63.887	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	183.000	USD	4.268,00	61.718	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	183000	USD	4.315,00	60.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	175000	USD	4.240,93	59.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/9/2024	150000	USD	4.362,00	48.977	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	274.000	USD	4.128,25	48.818	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	150.000	USD	4.382,00	48.582	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	232.000	USD	4.033,30	43.006	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	100000	USD	4.215,85	34.144	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	183.000	USD	4.104,95	33.203	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	182.000	USD	4.150,93	32.354	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	175.000	USD	4.080,25	31.719	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/9/2024	154000	USD	4.195,63	26.766	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	55325	USD	4.334,60	26.706	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	100.000	USD	4.057,25	18.589	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	-	153.515
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	-	122.832

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	-	106.082
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	-	104.061
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	-	97.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	-	82.685
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	-	81.698
					Total valoración			**$ 76.927.698**	**$ 1.256.036**

16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre 2024	Al 31 de diciembre 2023
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	$ 1.135.493.846	$ 1.831.697.859
Proveedores por compra de energía y gas (2)	616.668.740	671.363.941
Otras cuentas por pagar (3)	232.074.571	253.925.472
	$ 1.984.237.157	**$ 2.756.987.272**

(1) Al 31 de diciembre de 2024 el saldo corresponde a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo confirming con Citibank Colombia S.A. por $89.818.639, Bancolombia S.A. por $47.072.511 y AV Villas $1.670.085.

Adicionalmente las cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	$ 71.417.387
JE Jaimes Ingenieros S.A.	28.098.580
Schneider Electric de Colombia S.A.S.	25.593.065
CAM Colombia Multiservicios S.A.S.	24.192.795
Ecologic S.A.S.	23.499.901
Banco Santander de Negocios Colombia S.A.	21.771.401
Hidroelectrica del Alto Porce S.A.S. E.S.P.	21.018.680
Fiduciaria Corficolombiana S.A.	19.537.974
Enertronica Santerno S.p.A.	18.716.504
Termotasajero Dos S.A. E.S.P.	16.421.508
Siemens S.A.S.	15.515.319
Andritz Hydro Ltda.	14.388.984
Confipetrol S.A.S.	13.859.434
Sungrow Power Supply Colombia S.A.S.	12.928.387
Consultoria y Medios S.A.S.	12.500.000
Jinko Solar Co., Ltd.	12.454.816
ISA Intercolombia S.A.E.S.P.	12.284.648
Siemens Energy S.A.S.	11.121.651
Proyectos de Ingenieria S.A.S.	9.687.773
Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.	9.513.860
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	9.154.976
Pch San Bartolome S.A.S. E.S.P.	7.913.872
Inmel Ingenieria S.A.S.	7.599.461
CJR Renewables Colombia S.A.S. ZESE	7.430.185
Accenture Ltda.	7.051.015
Indra Colombia S.A.S.	6.886.987
Mecánicos Asociados S.A.S.	6.884.567
Atech Advanced Solutions S.A.	6.307.665
Jas Forwarding de Colombia S.A.S.	5.979.619
Elecnor Servicios y Proyectos S.A. Sucursal Colombiana	5.884.201
Consorcio OBSD.	5.407.330
Eulen Colombia S.A.	5.369.117

Proveedor	Valor
Corporacion Autonoma Regional.	4.558.736
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	4.540.038
Applus Norcontrol Colombia Ltda.	4.347.186
Prodiel Colombia S.A.S.	4.186.807
Otros	502.908.182
Total	**$ 996.932.611**

(2) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por $354.900.923; segmento de generación por $254.955.634, comercialización de gas por $4.178.432.

Adicionalmente la Compañía presenta una cuenta por pagar a XM S.A. E.S.P. según Resolución CREG 101 029 de 2022 por la financiación de la facturación de compras de energía cuya porción corriente asciende a $2.633.751.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	Al 31 de diciembre 2024	Al 31 de diciembre 2023
Otras cuentas por pagar (a)	$ 143.200.063	$ 179.238.496
Saldos a favor de clientes (b)	56.639.763	52.469.426
Recaudo a favor de terceros (c)	32.234.745	22.217.550
Total Otras cuentas por pagar	**$ 232.074.571**	**$ 253.925.472**

(a) Al 31 de diciembre de 2024 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por $99.893.646, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por $43.306.417. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la Compañía a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

(b) Corresponde principalmente a los recaudos pendientes por pagar a terceros generados por alumbrado público que al cierre del año no se alcanzan a conciliar con los municipios y terceros.

(c) Corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde al pago del recaudo del contrato Openbook con Scotiabank.

17. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	**$ 167.034.791**	**$ 611.185.529**	**$ 163.079.281**	**$ 160.154.727**
Ambiental y obras Quimbo (1)	105.993.740	318.202.222	87.845.097	11.296.980
Plan de Restauración Quimbo (1)	25.505.966	131.746.130	35.232.194	22.995.525
Provisión ambiental proyectos renovables (2)	28.435.227	62.760.182	6.486.717	25.187.897
Provisión Ambiental Río Bogotá (3)	5.493.637	9.389.189	12.157.608	15.484.907
Plan de Compensación CAR (4)	1.167.457	88.441.033	20.883.217	85.113.214
Otras compensaciones ambientales	438.764	646.773	474.448	76.204
Provisión de reclamaciones legales (5)	**37.547.115**	**32.948.888**	**18.397.851**	**18.450.530**
Sanciones	17.798.328	25.674.662	16.803.667	-
Civiles y otros	11.880.888	6.652.608	1.594.184	11.757.656
Laborales	7.867.899	621.618	-	6.692.874

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Desmantelamiento	**10.085.587**	**18.258.965**	**14.218.468**	**12.946.708**
Desmantelamiento de PCBs (6)	9.780.655	5.442.972	13.709.441	2.175.291
Desmantelamiento de Asbesto	-	6.846.709	-	5.505.990
Otras provisiones de desmantelamiento	304.932	5.969.284	509.027	5.265.427
Otras provisiones	**20.998.833**	**69.259.569**	**29.778.244**	**4.059.504**
Provisión Incertidumbre Fiscal (7)	12.099.958	-	26.061.621	-
Provisión Vía Gama Gachalá (8)	3.952.857	62.695.201	-	-
Otros (9)	3.000.000	5.443.021	-	693.137
Provisión Recuperación Tominé	1.946.018	1.121.347	3.716.623	3.366.367
Total Provisiones	**$ 235.666.326**	**$ 731.652.951**	**$ 225.473.844**	**$ 195.611.469**

(1) La provisión ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central. Las adiciones de las provisiones generadas corresponden a que la autoridad ambiental (ANLA) durante el año 2024 ha impuesto nuevas obligaciones y ha ampliado el alcance de algunas obligaciones existentes, así como, que ha sido necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo, se hace necesario dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, obras de infraestructura para compensación de impactos socioambientales, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje entre otros.

El incremento en el valor de la provisión corresponde a la dotación de actividades recurrentes y no recurrentes por $439.880.357, la tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a diciembre de 2024 es 12.33% y a diciembre de 2023 es 16.96% y 10.17% E.A., respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

El 11 de septiembre de 2023, quedó ejecutoriado el Laudo arbitral Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., fecha en la que se pagó a la Compañía $26.957.284 aplicada la respectiva compensación. De esta manera este proceso al 31 de diciembre de 2024 se encuentra en estado terminado y archivado.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, la Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado por $21.709.078 correspondientes al programa de inversión del 1% presentado dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente el 25 de noviembre de 2019 solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 radicando los documentos para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento y posteriormente el 16 de diciembre de 2021, la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena–CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531 aprobó el incremento del presupuesto del Plan 1% en $5.998.410.444.

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del año 2024:

Mediante Resolución N° 000192 del 9 de febrero de 2024 el ANLA aceptó unos predios en el marco de la obligación forzosa de no menos del 1% y se dictan otras disposiciones:

Artículo Primero. Aceptar como ejecutado con cargo al Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1%, el proyecto "Descontaminación, protección y educación ambiental de las microcuencas de las Quebradas La Yaguilga y La Buenavista del Municipio del Agrado, Huila, Centro Oriente" por la suma de $1.057.549. el cual consistió en la construcción de unidades sanitarias e instalación de kits de sistemas de tratamiento de aguas residuales de uso doméstico en el municipio del Agrado, de conformidad con lo expuesto de la parte motiva del presente acto administrativo.

Artículo segundo aceptar dentro de la línea de Capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, el programa: "formación de promotores ambientales comunitarios convenio marco de cooperación N°. 00379 DE 2012. Celebrado entre el Servicio Nacional de Aprendizaje–Sena y Enel Colombia S.A. E.S.P. plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo" a desarrollarse en los municipios de: Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Saladoblanco, San Agustín, Isnos y Pitalito, dirigido a 595 participantes, en cumplimiento parcial de la obligación de Inversión Forzosa de no menos del 1%, compuesto por los siguientes cursos:

1. Implementación de la responsabilidad ambiental como un modelo de vida.
2. Promoción de estrategias de apropiación ambiental del territorio.
3. Apropiación de aspectos técnicos y normativos para la elaboración de estudios ambientales.
4. Gestión y educación ambiental.

Artículo Tercero. Como consecuencia de la aprobación realizada en el artículo anterior, se requiere a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., para que dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos soportes documentales en el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA 30:

1. Presentar un documento avalado por el Sena, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipio, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.
2. Excluir del presupuesto la suma de $952.000, valor que corresponde al costo del Ítem "Recurso Humano–Aprendices". La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 la Compañía, presentó recurso de reposición en contra de la Resolución 000192 del 09 de febrero de 2024.

Mediante radicado 20246200258332 del 7 de marzo de 2024 la Compañía, solicitó al ANLA la aprobación de compra del predio Reserva Forestal e Hídrica la Montañita en el municipio de Paicol, plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo.

Mediante radicado 20246200315192 del 20 de marzo de 2024, la Compañía remitió respuesta a la solicitud realizada por parte de la autoridad Ambiental mediante el Articulo Segundo de la Resolución 2992 de 2023 la siguiente información:

Mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024, la Compañía hizo entrega de la información solicitada por el ANLA en el Auto 11470 del 28 de diciembre de 2023.

Mediante radicado 20246200339232 del 27 de marzo de 2024, la Compañía dio alcance a los documentos entregados mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024 haciendo entrega de la certificación fiscal.

Mediante Radicado 20246201434072 del 09 de diciembre de 2024 y en cumplimiento al requerimiento realizado en los numerales 4 y 5 del artículo cuarto de la Resolución 2052 de 2024 y el Artículo Décimo Cuarto Resolución N° 462 del 08 de marzo de 2021, la Compañía hace entrega de los ajustes solicitados por el ANLA al Certificado Fiscal 2022.

Mediante Resolución N° 002901 del 26 de diciembre de 2024 la ANLA realiza la evaluación del plan de inversión forzosa de no menos del 1% y aprueba la línea de inversión denominada "Instrumentación y monitoreo del recurso hídrico" y su proyecto correspondiente "Fortalecimiento de la Red de Monitoreo Hidrológico y Meteorológico en la Cuenca Alta del Rio Magdalena", vigentes a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, presentado mediante la comunicación con radicación 20246200561832 del 17 de mayo de 2024, y que tiene como fin, la adquisición e instalación de cuatro (4) estaciones hidrometereológicas en los municipios de Pital, Garzón, Tarqui y Gigante del departamento del Huila.

(2) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:

- Parque Solar Guayepo I y II: Al 31 de diciembre de 2024 se constituyó la provisión ambiental del parque solar Guayepo I y II debido a que entró en operación comercial el 30 de noviembre de 2024, el valor registrado incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.08% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 4 años, el cual corresponde al periodo de cumplimento de la obligación mandatoria de la licencia ambiental en materia de plan de compensación del componente biótico, que reposa en los artículos décimo quinto de la Resolución 00981 de 2021 (ANLA) y artículo décimo séptimo y décimo octavo de la Resolución 0879-4 de 2023 (ANLA).
- Parque Solar El Paso: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12.64% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
- Parque Solar La Loma: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar La Loma incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 11.12% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 6 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
- Parque Solar Fundación: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar Fundación incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.14% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.

(3) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse Muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,29% E.A.

La disminución en el valor de la provisión está dada principalmente por el uso de $8.183.895 por concepto de desembolso para la PTAR Sibaté (Planta de tratamiento de aguas residuales).

(4) Al 31 de diciembre de 2024, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo de la Compañía en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, la Compañía fue notificada a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca "Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones". Esta Resolución impone un Plan de Compensación por un valor de $96.680.772.

El 28 de julio de 2020 la Compañía interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N°20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

La demanda fue admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 3 de octubre de 2023, y como consecuencia de esta actuación la CAR, presenta recurso de reposición contra esta decisión, bajo el argumento que los actos administrativos corresponden a actos de ejecución o seguimiento y no actos administrativos que generen nuevas obligaciones. El proceso se encuentra al despacho para resolver el recurso.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que, en este proceso de la demanda, aún no se tiene un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, la Compañía debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de $96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038.

La disminución en el valor de la provisión está dada por el decrecimiento generalizado en el IPC proyectado para la indexación de flujos, desplazamiento de flujos de corto a largo plazo y por el incremento en la tasa utilizada para la actualización financiera que al mes de diciembre de 2024 es de 12.27% y a diciembre de 2023 es 10.17%.

(5) Al 31 de diciembre de 2024, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a $16.870.265.804 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado $21.367.676 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Las sanciones al cierre de diciembre de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones		Valor provisión
Superintendencia de Servicios Públicos (a)	$	20.337.387
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (b)		11.587.172
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible		10.761.336
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales		707.653
Corporación Autónoma Del Guavio		79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	**$**	**43.472.990**

Las sanciones al cierre de diciembre de 2023 corresponden a:

Provisión Sanciones		Valor provisión
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible	$	10.579.305
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena		5.660.184
Corporación Autónoma Del Guavio		334.814
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales		229.364
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	**$**	**16.803.667**

a) Corresponde a la contribución adicional que introdujo la Ley 1955 de 2019. Esta Ley introdujo cambios a la base gravable de la contribución especial, norma que la Superintendencia de Servicios Públicos usó desde la liquidación de la contribución del año 2020, el valor compone la sanción e intereses.

b) Corresponde al proceso por el uso del agua, independiente si este se utilizó en la generación de energía, en el cual la Compañía no tenía un equipo de medición de volumen del agua utilizado, por lo que la regulación autoriza el máximo caudal autorizado. El aumento de la capacidad instalada, solo se puede tener en cuenta cuando es emitida la comunicación del Ministerio de Minas y Energía. La situación de la capacidad del uso del agua de 2016 no está cubierta por una Resolución del Ministerio de Minas y Energía, por lo que se constituyó esta provisión.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

Al 31 de diciembre de 2024, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	N° de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
Distribución-Civil	Posible	265	$ 879.466.109	$ -
	Probable	38	17.395.578	6.822.177
	Remoto	17	12.915.387.942	-
Total Distribución-Civil		**320**	**13.812.249.629**	**6.822.177**
Generación-Otros	Posible	37	2.284.596.760	-
	Probable	3	366.127	5.000
	Remoto	3	112.320.000	-
Total Generación-Otros		**43**	**2.397.282.887**	**5.000**
Quimbo	Posible	154	566.167.546	-
	Probable	3	5.467.741	1.510.000
	Remoto	10	12.290.173	-
Total Quimbo		**167**	**583.925.460**	**1.510.000**
Distribución-Laboral	Posible	202	34.641.905	-
	Probable	33	10.505.832	8.233.488
Total Distribución-Laboral		**235**	**45.147.737**	**8.233.488**
Renovables	Posible	3	20.356.679	-
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		**4**	**20.356.679**	**-**
Generación-Laboral	Posible	21	6.692.976	-
	Probable	4	1.040.223	404.222
Total Generación-Laboral		**25**	**7.733.199**	**404.222**
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	2	3.073.181	4.675.000
Total Generación-Inundaciones A97		**4**	**3.122.551**	**4.675.000**
Generación-Inundaciones D97	Posible	3	139.630	-
	Probable	2	308.032	224.248
Total Generación-Inundaciones D97		**5**	**447.662**	**224.248**
Total general		**803**	**$ 16.870.265.804**	**$ 21.874.135**

Concepto	Valor de la provisión a 2024	Valor de la provisión a 2023
Sanciones	$ 43.472.990	$ 16.803.667
Primas de éxito	4.686.887	4.174.701
Provisión litigios Fiscales	956.450	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	-
Sanciones LTI	-	637.735
VPN	(506.459)	(5.674.524)
	$ 48.621.868	**$ 16.898.029**

(6) Exportación de transformadores contaminados:

Al 31 de diciembre de 2024 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 de acuerdo con los límites establecidos por la Resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos. El saldo de la provisión a 31 de diciembre de 2024 es de $15.223.627, la Compañía actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 13.10% E.A., la tasa de descuento más adecuada; se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

(7) A partir del 1 de enero de 2020 la Compañía aplica la 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 por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación, la Compañía ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración.

La disminución entre diciembre 31 de 2024 y 2023, corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por $2.432.703 y a la reversión por $(16.394.366) de contingencia asociada a declaraciones de renta en firme de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. por las vigencias 2016, 2017 y 2019.

(8) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde a la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca de la cual la Compañía fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 11,17% E.A.

(9) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

- Impuesto IVA interconexión: Corresponde al proceso de servicios de reconexión gravados con IVA por los bimestres I a VI de 2016. La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), considera que los servicios de reconexión no hacen parte del servicio público y por ende no son excluidos de IVA. La sentencia de primera instancia falló favorablemente sobre el bimestre VI al considerar que la reconexión si hace parte del servicio público. Sin embargo, se obtuvo sentencia parcialmente desfavorable el 30 de septiembre de 2024 sobre los bimestres I al V, la DIAN considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que la Compañía no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar a la Compañía en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación de la Compañía en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo período; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, la Compañía aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable a la Compañía. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.
- Convenio vial Municipio El Colegio: Corresponde al convenio de cooperación para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre Enel Colombia S.A E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Vía Gama Gachalá	Otros	Total
Saldo inicial a 01 de enero de 2024	**$ 36.848.381**	**$ 27.165.176**	**$ 26.061.621**	**$ 323.234.008**	**$ -**	**$ 7.776.127**	**$ 421.085.313**
Incremento (Decremento) (*)	40.082.423	6.930.270	(13.961.663)	481.445.341	69.385.081	3.630.126	587.511.578
Provisión utilizada	(3.726.381)	(5.750.894)	-	(26.459.029)	-	-	(35.936.304)
Actualización efecto financiero	5.168.065	-	-	-	(2.737.023)	104.133	2.535.175
Recuperaciones	(7.876.485)	-	-	-	-	-	(7.876.485)
Total movimientos en provisiones	**33.647.622**	**1.179.376**	**(13.961.663)**	**454.986.312**	**66.648.058**	**3.734.259**	**546.233.964**
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	**$ 70.496.003**	**$ 28.344.552**	**$ 12.099.958**	**$ 778.220.320**	**$ 66.648.058**	**$ 11.510.386**	**$ 967.319.277**

(*) La Compañía tiene un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2024 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de $956.450, correspondiente a la demanda tasa contributiva de estratificación.

Del 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2024 los procesos eventuales variaron en $1.990.574 principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo Proceso	Valor
Distribución-Civil	Acción de Controversias contractuales	$ 1.740.380
	Acción de Reparación Directa	449.727
	Acción Ejecutiva	(1.336.732)
	Acciones populares	(1.136.216)
	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	28.497
	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	2.994
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	1.201.174
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	53.692
Total Distribución-Civil		**1.003.516**
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral	(71.861)
	Ordinario laboral de primera instancia	(160.216)
Total Distribución-Laboral		**(232.077)**
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(4.047.638)
Total Generación-Inundaciones A97		**(4.047.638)**
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	128.833
Total Generación-Inundaciones D97		**128.833**
Generación-Laboral	Ejecutivo laboral	2.500
	Ordinario laboral de primera instancia	1.060.542
Total Generación-Laboral		**1.063.042**
Generación-Otros	Acciones populares	12.000
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	191.750
Total Generación-Otros		**203.750**
Quimbo	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(110.000)
Total Quimbo		**(110.000)**
Total general		**$ (1.990.574)**

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2024 corresponde principalmente a:

a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Industrias Mundial S.A.S. Y Vielts Group Ltda.	Acción de Reparación Directa	$ 22.000	may.-24
Distribución-Civil	Carlos Alberto García Sánchez	Acción de Reparación Directa	17.942	may.-24
Distribución-Civil	Tubotec S.A.S.	Acción de Reparación Directa	9.524	may.-24
Distribución-Civil	Luis Alberto Fernandez Quiche	Acción de Reparación Directa	142	may.-24
Distribución-Civil	Luis Gabriel Duarte Valderrama	Acción Ejecutiva	700	oct.-24
Distribución-Civil	Jose Antonio Benavides Guata	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	5.776	may.-24
Distribución-Civil	Jorge Garcia Garza	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	420.000	ene.-24
Distribución-Laboral	Maud Esperanza Alarcón Garzon	Ordinario laboral de primera instancia	620.000	oct.-24

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Jesús Eneris Salamandra Díaz	Ordinario laboral de primera instancia	80.000	jul.-24
Distribución-Laboral	Janeth Velasco Zamorano	Ordinario laboral de primera instancia	175.863	jun.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	115.000	jun.-24
Distribución-Laboral	Giovany Arley Castañeda	Ordinario laboral de primera instancia	275.000	may.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	200.000	may.-24
Distribución-Laboral	Aida Inés Arrieta Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	45.000	may.-24
Distribución-Laboral	Florentino Méndez Garzon	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	may.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	may.-24
Distribución-Laboral	María Inés Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	25.000	may.-24
Distribución-Laboral	Leonardo Andrés Álzate Restrepo	Ordinario laboral de primera instancia	12.000	may.-24
Distribución-Laboral	Maria Olinda Rodriguez De Alonso	Ordinario laboral de primera instancia	6.000	may.-24
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	380.000	abr.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Castañeda Rodriguez Santiesteban	Ordinario laboral de primera instancia	50.000	abr.-24
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	350.000	mar.-24
Generación-Inundaciones D97	Norman Ramiro Vargas Arguello	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	220.000	ene.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	9.096	ago.-24
Generación-Otros	Ever Andrés Useche Ayerbe	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	1.266	may.-24
Quimbo	Alfredo Bonelo Triviño	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	110.000	ene.-24

b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavón Rivera y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	$ 319.794	sept.-24
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavón Rivera y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	319.794	sept.-24
Distribución-Civil	Jorge García Garza	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	277.500	sept.-24
Distribución-Civil	Maria Cecilia Guerrero Rodriguez y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	127.921	sept.-24
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	169.292	nov.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	178.758	sept.-24
Distribución-Laboral	María Inés Romero de Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	336.603	jun.-24
Distribución-Laboral	Aida Inés Arrieta Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	21.233	jun.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa María Acosta de Salgado	Ordinario laboral de primera instancia	6.400	may.-24
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ordinario laboral de primera instancia	19.720	abr.-24
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	9.000	abr.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Castañeda Rodriguez	Ordinario laboral de primera instancia	4.320	abr.-24
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	760.257	mar.-24
Distribución-Laboral	Carlos Alberto Amador Morales	Ordinario laboral de primera instancia	315.000	mar.-24
Distribución-Laboral	Jayson Steve Oliveros Avila	Ordinario laboral de primera instancia	3.405	mar.-24
Distribución-Laboral	Luis Miguel Rueda Silva	Ordinario laboral de primera instancia	6.000	feb.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	28.252	jun.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	123.204	feb.-24
Generación-Laboral	Jesús Aníbal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia	19.765	jun.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	39.096	sept.-24

Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Cooperativa de Trabajo Asociado Servicomtrec.	Acción de Controversias contractuales	$ 1.740.380	may.-24
Distribución-Civil	Maria Lucia Angola Zapata	Acción de Reparación Directa	353.700	jun.-24
Distribución-Civil	José Eduardo Garcia Cárdenas	Acción de Reparación Directa	88	may.-24
Distribución-Civil	Lina Marcela Aguas Ramirez	Acción de Reparación Directa	139.126	mar.-24
Distribución-Civil	Jorge Isaac Rodelo Menco	Acción de Reparación Directa	6.332	mar.-24
Distribución-Civil	Cesar Daniel Mora Gonzalez	Acción Ejecutiva	152.535	may.-24
Distribución-Civil	Proyecto Hbs S.A.S.	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	28.497	abr.-24
Distribución-Civil	Dilva Cecilia Madera Argel Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	77.815	ago.-24
Distribución-Civil	José Javier Jimenez Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	394.483	may.-24
Distribución-Civil	Yordy Alexander Rodriguez Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	115.452	may.-24
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	573	may.-24
Distribución-Civil	Solangy Sanchez Bustos	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	399.750	mar.-24
Distribución-Civil	Victor Julio Sabogal Mora	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	53.692	jun.-24
Distribución-Civil	Fernando Parra Cortés	Proceso verbal general (CGP)	88	may.-24
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ejecutivo laboral	110.580	jun.-24
Distribución-Laboral	Consuelo Rodriguez Hernandez	Ejecutivo laboral	90.000	jun.-24
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ejecutivo laboral	6.021	may.-24
Distribución-Laboral	Cecilia Hernandez De Rivera	Ejecutivo laboral	2.118	mar.-24
Distribución-Laboral	Maria Rutby Acosta De Silgado	Ordinario laboral de primera instancia	68.974	jun.-24

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda		Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Victor Julio Jimenez Lopez	Ordinario laboral de primera instancia		63.738	jun.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa	Ordinario laboral de primera instancia		52.864	jun.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Chacin Quintana	Ordinario laboral de primera instancia		16.198	jun.-24
Distribución-Laboral	Marco Antonio Jurídico Miranda	Ordinario laboral de primera instancia		9.100	jun.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia		100.000	may.-24
Distribución-Laboral	Arturo García Aldana	Ordinario laboral de primera instancia		30.000	may.-24
Distribución-Laboral	Yenifer Horta Polania	Ordinario laboral de primera instancia		20.000	may.-24
Distribución-Laboral	Rodolfo Cancrejo	Ordinario laboral de primera instancia		300	abr.-24
Distribución-Laboral	Luis Parmenio Lopez Acosta	Ordinario laboral de primera instancia		40.000	mar.-24
Distribución-Laboral	Roniver Arnulfo Lozano Murillo	Ordinario laboral de primera instancia		22.000	mar.-24
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia		6.197	mar.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía		197.376	jun.-24
Generación-Laboral	Jesús Aníbal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia		37.777	jun.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	$	163.016	jun.-24

18. Pasivos por impuestos

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta por pagar se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuesto de renta corriente (1)	$ 1.091.726.373	$ 1.626.595.255
Obras por impuestos	7.744.332	-
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(99.517.171)	(82.108.072)
Autorretenciones otros conceptos	(328.933.538)	(322.583.980)
Autorretenciones de retención en la fuente	(395.764.952)	(403.011.850)
Anticipo de renta	(420.580.190)	(452.711.244)
Neteo de impuesto de renta	145.325.146	-
Pasivos por impuestos corrientes	**$ - $**	**366.180.109**

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	$ 1.086.296.048	$ 1.658.943.717
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	5.430.325	(32.348.462)
	$ 1.091.726.373	**$ 1.626.595.255**

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

Las declaraciones de renta de los años gravables 2018, 2019 (Enel Green Power S.A.S. E.S.P.), 2020, 2021 y 2023 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias, así como la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para los años gravables 2024 y 2023, la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Precios de Transferencia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Los deberes formales del año 2023 se presentaron a la DIAN y fueron trasmitidos en debida forma el 16 de septiembre de 2024.

Las transacciones realizadas durante el año 2024 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2025 en la documentación comprobatoria e informativa y en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía, perfeccionada el 20 de diciembre del año 2010:

Objeto: La compañía se Compromete a construir la hidroeléctrica "El Quimbo".

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de $1.922.578.143. Antes de la puesta en operación en el año 2015 de la central se había determinado un incremento del presupuesto incluido el gasto financiero que se proyectaba incurrir para la financiación del proyecto por valor de $1.001.698.548, cada año según los nuevos valores invertidos se debe cancelar incrementar el valor de la prima.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.

b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó partir del 1 de enero del año 2011.

Obligaciones de las Partes

a) Obligaciones de la Compañía:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por $9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, la Compañía pagó $6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024 y diciembre 2024, la Compañía pagó $4.657.387, $3.225.114, $1.204.102, $124.412, $263.634 y $106.262 y $86.976 respectivamente, por concepto de ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.
- Pagar tributos oportunamente.
- Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la Compañía contratará anualmente a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

b) Obligaciones de la Nación:

- Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2023 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 27 de marzo de 2024.

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Anticipos por venta de energía (1)	$ 153.888.475	$ 174.548.030
Impuestos distintos a la renta (2)	131.985.986	137.030.095
Anticipos de clientes por uso de redes	19.238.922	25.478.449
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	$ 308.931.430	**$ 340.874.621**

(1) La variación del período presenta una disminución del anticipo de compras de energía por $20.659.554, el cual se debe principalmente a:

Al 31 de diciembre de 2024 se cuenta con anticipos solamente por la línea de generación; los más representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	75.924.052	53%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	17.854.247	12%
Americana De Energia S.A.S E.S.P.	17.853.622	12%
Air-E S.A.S E.S.P.	13.478.124	9%

Al 31 de diciembre de 2023 se cuenta con anticipos solamente por la línea de generación; los más representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	63.524.378	36%
Air-E S.A.S E.S.P.	48.978.148	28%
Americana De Energia S.A.S E.S.P.	17.780.794	10%
Ruitoque S.A E.S.P.	10.108.052	6%

(2) Al 31 de diciembre de 2024, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	$ 84.660.707	$ 90.077.805
Provisión para pago de impuestos (b)	47.325.279	46.952.290
	$ 131.985.986	**$ 137.030.095**

a) Se presenta una disminución de $(5.417.098) principalmente por el valor de las retenciones en la fuente, ICA e IVA.

b) La variación corresponde a la provisión de ICA que generó un aumento de $(372.989).

20. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	$ 89.654.601	$ 549.951	$ 90.249.166	$ 3.246.556
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	27.226.034	350.759.193	33.442.032	496.526.650
Beneficios por planes de retiro	1.912.611	-	5.723.712	-
Otras obligaciones	101.822	-	80.662	-
	$ 118.895.068	**$ 351.309.144**	**$ 129.495.572**	**$ 499.773.206**

(1) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde principalmente a bonificaciones $38.902.909; vacaciones y prima de vacaciones $9.974.437; así mismo, la Compañía hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

(2) La variación para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la perdida actuarial de pensiones y otros beneficios por ($155.779.924), costo financiero por $37.416.768, contribuciones pagadas por ($35.148.355), adquisiciones por $986.503 y costo del servicio corriente $541.553.

La Compañía otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

La Compañía posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado separado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado separado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pensionados	1.373	1.439
Edad promedio	71	71

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

La Compañía otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Auxilio educativo		
Pensionados	57	63
Edad promedio	19.3	19.3
Auxilio energía		
Pensionados	1.028	1.198
Edad promedio	71	71
Auxilio salud		
Pensionados	761	794
Edad promedio	62.7	62.7

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Empleados	99	118
Edad promedio	57,5	57,5
Antigüedad	31,1	31,1

Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Empleados	129	184
Edad Promedio	53,9	53,9
Antigüedad	27	27

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por las firmas Deloitte S.A.S. y AON Hewitt México respectivamente, las cuales utilizaron el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento		
Pension plan (“pensiones de jubliación”)	8,21%	7,30%
Severance Payment (“Cesantías retroactivas”)	10.63%	7,30%
Seniority bonus (“Quinquenio”)	11.23%	7,30%
Temporary annuity (“Renta temporal TF”)	9.66%	7,30%
Healthy plan (“TF Salud”)	9.66%	7,30%
Life plan (“TF Vida”)	9.66%	7,30%
Health Assistance (“Auxilio de Salud”)	12.00%	7,30%
Electric Assitance(“Auxilio de energía”)	12.39%	7,30%
Educational Assistance (“Auxilio educativo”)	10.67%	7,30%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	9,50%	8,66%
Tasa de incremento a las pensiones	9,95%	7,58%
Inflación estimada	5,17%	7,58%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

Hipótesis demográficas

	Base biométrica
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel
Invalidez total y permanente	EISS
Rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	**$ 408.578.881**	**$ 77.966.291**	**$ 14.992.204**	**$ 8.014.679**	**$ 20.416.627**	**$ 529.968.682**
Costo del servicio corriente	-	-	142.449	339.057	60.047	541.553
Costo financiero	29.237.329	5.478.019	965.522	519.536	1.216.362	37.416.768
Contribuciones Pagadas	(16.135.063)	(5.849.883)	(3.531.716)	(1.795.525)	(7.836.168)	(35.148.355)
Adquisiciones	-	-			986.503	986.503
(Ganancia) / Pérdida actuarial por hipótesis demográficas	-	-	397.585	(7.119)	-	390.466
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras (*)	(208.463.378)	(39.776.176)	(5.549.126)	(2.155.013)	(2.389.718)	(258.333.411)
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia (**)	57.961.125	27.473.677	12.571.134	1.662.235	2.494.850	102.163.021
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	**$ 271.178.894**	**$ 65.291.928**	**$ 19.988.052**	**$ 6.577.850**	**$ 14.948.503**	**$ 377.985.227**

(*) La variación en pensiones, corresponde al efecto combinado del incremento en la tasa de descuento TES UVR, pasando del 7.30% en 2023 al 8.21% en 2024 y una disminución de la tasa de incremento pensional corto plazo pasando del 7.58% en 2023 al 5.17% en 2024.

(**) La variación corresponde a la variación en la tasa de inflación estimada y a los supuestos de mortalidad.

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	**$ 297.785.281**	**$ 66.476.365**	**$ 10.210.370**	**$ 9.372.106**	**$ 13.911.377**	**$ 397.755.499**
Costo del servicio corriente	-	-	348.744	312.305	92.807	753.856
Costo financiero	27.314.785	6.061.540	928.763	781.339	1.099.192	36.185.619
Contribuciones Pagadas	(17.425.459)	(5.396.691)	(3.326.677)	(2.858.522)	(8.182.824)	(37.190.173)
Adquisiciones	-	-	-	-	10.715.470	10.715.470
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	97.367.495	13.639.528	1.765.259	538.642	657.582	113.968.506
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	3.536.779	(2.814.451)	5.065.745	(131.191)	2.123.023	7.779.905
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	**$ 408.578.881**	**$ 77.966.291**	**$ 14.992.204**	**$ 8.014.679**	**$ 20.416.627**	**$ 529.968.682**

a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a $276.758.352 y $231.807.374, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por las firmas Deloitte S.A.S. y AON Hewitt México respectivamente, utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento	8,21%	13.92%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	9,95%	8,78%

La variación principalmente corresponde a $44.950.978 por movimiento del año, según actualización de hipótesis y pagos realizados.

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

Al 31 de diciembre de 2024:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	
Cambio en tasa de descuento	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
- 100 puntos básicos	278.384.497	67.026.826	20.191.413	6.752.632	-	372.355.368
+ 100 puntos básicos	264.361.058	63.650.393	19.800.035	6.412.473	-	354.223.959

Al 31 de diciembre de 2023:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	
Cambio en tasa de descuento	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
- 100 puntos básicos	465.565.925	85.569.102	15.825.980	8.268.312	-	575.229.319
+ 100 puntos básicos	362.058.446	71.433.471	14.228.356	7.777.966	-	455.498.239

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los trabajadores convencionados en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convencionado son los siguientes:

- Se unificaron las convenciones colectivas de Enel-Emgesa y Enel-Codensa a una sola.
- Se aplicarán incrementos salariales así:
  - Año 2023: IPC+2%
  - Año 2024: IPC+3%
  - Año 2025: IPC+4%
- Se Incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC, a partir del año 2023.
- Durante los próximos 5 años, se realizará la unificación gradual de beneficios como primas, evaluación de desempeño, bono de energía y auxilio de transporte. Para ello, se tomará como referente los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de $40.000, a una tasa del 0% de interés.
- Se unificarán los valores de préstamos de vivienda, de vehículo y de libre inversión. Se tomará el valor del préstamo más alto y el tope será actualizado en los próximos años según el aumento del IPC.
- Se otorgará en enero de 2023, un bono de firma por valor de cuatro millones de pesos ($4.000), para el personal vinculado al sindicado antes del 11 de noviembre de 2022.
- Se aumentará el bono de retiro por mutuo acuerdo por pensión legal de vejez, por valor de 10 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores del nuevo convenio. También se aumentará a 30 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores de convenio retroactivo y convenio Ley 50.
- Se incrementará el auxilio sindical para la organización sindical.

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020. Etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que debe definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

El 10 de junio de 2022 fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como la organización sindical, interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y sobre el mismo la Corte Suprema de Justicia emitió Sentencia con fecha del 13 de septiembre de 2023, sobre la cual la Organización Sindical interpuso Solicitud de aclaración la cual está pendiente ser resuelta.

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

El 29 de abril de 2018 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -CODENSA. La vigencia de la Convención Colectiva fue establecida del 1 de mayo de 2016 hasta el 31 de diciembre 2019.

Finalizado el término del acuerdo colectivo, la organización sindical presento nuevamente pliego de petición a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, y con ello se dio inicio a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento, órgano que emitió el correspondiente laudo arbitral (Acuerdo Colectivo). Contra el mismo tanto Enel Colombia S.A. E.S.P como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente de ser resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se pondrá fin al conflicto existente entre las partes.

Negociación Colectiva – REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante Codensa S.A. E.S.P. con miras a obtener un acuerdo colectivo que regulara las relaciones con sus afiliados.

En ese momento el proceso no se adelantó con base en conceptos que emitió el Ministerio del Trabajo sobre la unidad de negociación, sin embargo y a pesar de ello, luego de algunas mesas de trabajo se iniciaron las negociaciones, las cuales culminaron sin acuerdo entre las partes.

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder; este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual profirió laudo arbitral el pasado 30 de julio de 2021.

Contra el mismo, la organización sindical interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal y remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en sentencia SL 4089 de 2022 devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que el mismo se pronuncie, a lo cual el Tribunal de Arbitramento se pronuncia y sobre este pronunciamiento la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación, actualmente dicho recurso se encuentra en estudio por parte de la Corte Suprema de justicia.

21. Impuestos diferidos, neto

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

A continuación, se incluye el detalle del activo (pasivo) por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2023	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Otras provisiones (1)	$ 90.729.062	$ 71.474.512	$ -	$ 162.203.574
Obligaciones de aportación definida	84.311.386	1.432.981	(76.396.936)	9.347.431
Forward y swap	14.670.914	(1.525.527)	(38.443.810)	(25.298.423)
Impuesto diferido activo	**189.711.362**	**71.381.966**	**(114.840.746)**	**146.252.582**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(472.363.061)	(94.904.779)	-	(567.267.840)
Metodo de participación CAM	(82.084.198)	(4.763.877)	26.711.668	(60.136.407)
Otros	(342.068)	26.314	-	(315.754)
Impuesto diferido pasivo	**(554.789.327)**	**(99.642.342)**	**26.711.668**	**(627.720.001)**
Impuesto diferido pasivo, neto	**$ (365.077.965)**	**$ (28.260.376)**	**$ (88.129.078)**	**$ (481.467.419)**

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2022	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2023
Otras provisiones	$ 133.531.325	$ (42.802.263)	$ -	$ 90.729.062
Obligaciones de aportación definida	32.641.159	6.975.972	44.694.255	84.311.386
Forward y swap	(67.334.648)	30.131.615	51.873.947	14.670.914
Impuesto diferido active	**98.837.836**	**(5.694.676)**	**96.568.202**	**189.711.362**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable	(354.283.464)	(118.079.597)	-	(472.363.061)
Metodo de participación CAM	(124.475.552)	(5.414.629)	47.805.983	(82.084.198)
Otros	(368.381)	26.313	-	(342.068)
Impuesto diferido pasivo	**(479.127.397)**	**(123.467.913)**	**47.805.983**	**(554.789.327)**
Impuesto diferido pasivo, neto	**$ (380.289.561)**	**$ (129.162.589)**	**$ 144.374.185**	**$ (365.077.965)**

(1) Al 31 de diciembre de 2024, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2023	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre 2024
Provisiones de trabajos y servicios	$ 13.330.220	$ 11.248.047	$ 24.578.267
Provisión Obligaciones Laborales (a)	19.721.110	(193.026)	19.528.084
Otros	7.428.857	58.620.834	66.049.691
Provisión de Cuentas Incobrables(b)	45.148.290	2.102.687	47.250.977
Provisión por desmantelamiento	4.027.794	768.761	4.796.555
Provisión Compensación Calidad	1.072.791	(1.072.791)	-
	$ 90.729.062	**$ 71.474.512**	**$ 162.203.574**

(a) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund), provisión expatriados y provisiones e incentivos.

(b) Corresponde principalmente a la provisión por deterioro de cartera de la línea de negocio de distribución de energía.

(2) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (Ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.

- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la Ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió que a partir del año 2023 la tarifa de renta es del 35%. El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2024 se presenta a continuación:

	2024 en adelante Renta
Propiedades, planta y equipo	$ (1.621.851.179)
Provisiones y pasivos estimados	331.263.417
Instrumentos financieros	(47.825.052)
Cartera	135.695.927
Obligaciones de aportación definida	22.583.544
Otros	(25.358.305)
Subtotal	**(1.205.491.648)**
Tarifa	35%
Impuesto de renta	**(421.922.077)**
Ganancias ocasionales	2.533.770
Tarifa	15%
Impuesto	**380.065**
Dif. Donaciones	**844.001**
Tarifa	**25%**
Impuesto	**211.000**
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	**(421.331.012)**
Base método de participación de Centroamérica	251.197.496
Impuesto pasivo por método de participación	(60.136.407)
Total impuesto diferido pasivo, neto	**$ (481.467.419)**

22. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de $4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.913.918 acciones ordinarias acciones con valor nominal de $4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre 2023:

	Acciones Ordinarias	
	(%) Participación	Número de Acciones
Enel Américas S.A.	57,34%	85.394.808
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	42,52%	63.311.437
Otros minoritarios	0,14%	207.673
	100,00%	**148.913.918**

Al 31 de diciembre de 2024 y diciembre de 2023, la Compañía tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2024

La Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2023 por $1.806.896.424, pagada su totalidad en el año 2024.

Aprobados en el año 2023

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2022 por $2.738.253.685, pagada su totalidad durante el año 2023.

Otras reservas

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Otras Reservas (*)	$ 1.146.052.277	1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	282.901.905	351.339.260
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	$ 1.783.197.947	**$ 1.851.635.302**

(*) Corresponde al ajuste por homologación de política de valoración de inversiones por método de participación patrimonial. Este rubro está compuesto principalmente por partidas originadas en el proceso de fusión durante el año 2022.

(1) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024 se ordenó liberar $(68.437.355), de la reserva constituida.

23. Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Venta de energía	**$ 11.179.046.315**	**$ 11.261.395.545**
Generación y comercialización energía clientes mercado mayorista no regulado y bolsa (1)	6.727.968.871	6.621.745.530
Distribución y comercialización energía clientes mercado regulado (2)	4.292.514.374	4.492.126.907
Suministro servicio alumbrado público (3)	158.563.070	147.523.108
Transporte de energía (4)	3.517.454.376	3.113.080.614
Servicios empresariales y de gobierno (5)	426.709.331	501.703.378
Arrendamientos	265.176.701	218.723.730
Venta de gas	77.221.448	77.644.963
Ventas de certificados	336.394	434.032
Venta de agua desmineralizada	-	29.532
Ingresos de actividades ordinarias	**15.465.944.565**	**15.173.011.794**
Otros Ingresos	128.271.844	136.012.527
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	**$ 15.594.216.409**	**$ 15.309.024.321**

(1) Al de diciembre de 2024 y 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 12.634 Gwh y 12.865 Gwh, mercado no regulado a 4.871 Gwh y 4.623 GWh; y bolsa de energía a 3.766 Gwh y 4.127 GWh. El aumento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio Spot ($689/Kwh en 2024 versus $557/Kwh en 2023).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a $441.168.252 y $448.357.163, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a $195.024.169 y $101.005.520 respectivamente. Por la energía entregada y no facturada del año 2024 $84.401.313 corresponden al estimado del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento (Delta C).

Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento

Debido al fenómeno del niño en el segundo semestre el año 2024 se activó el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento en el mercado de energía eléctrica en Colombia el cual está regulado principalmente por las Resoluciones CREG – 026 de 2014, CREG 155 de 2014 y CREG – 209 de 2020, que establecen los procedimientos y condiciones bajo las cuales el sistema eléctrico debe operar en escenarios de riesgo de desabastecimiento de energía. Este estatuto regula de manera anticipada el uso del agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas y es un mecanismo coyuntural y complementario al cargo por confiabilidad.

Este estatuto se activa en situaciones donde existe un riesgo de déficit energético que pueda comprometer la estabilidad y continuidad del servicio eléctrico en el país. Las causas pueden incluir:

a) Condiciones Hidrológicas Críticas: Dado que Colombia depende en gran medida de la generación hidroeléctrica, periodos de sequía o fenómenos climáticos como El Niño pueden reducir la disponibilidad de agua en los embalses, aumentando el riesgo de desabastecimiento.

b) Fallos o Limitaciones en la Infraestructura: Problemas técnicos o fallos en plantas generadoras y en la infraestructura de transmisión y distribución también pueden causar desabastecimiento.

c) Incremento Excepcional de la Demanda: Un crecimiento abrupto de la demanda de energía, sin el aumento proporcional de la capacidad de generación, también podría llevar a un riesgo de desabastecimiento.

Una vez se activa el estatuto, el CND (Centro Nacional de Despacho) define la cantidad de energía que debe ser almacenada en los embalses y diariamente escoge los embalses donde debe ser almacenada el agua, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas hídricas, la capacidad de cada embalse, el riesgo de vertimiento de cada planta y la capacidad que tiene el parque de generación termoeléctrica (que sustituye a las plantas hidroeléctricas), escogiendo aquellas plantas hidroeléctricas cuyo precio de generación sea el más bajo posible.

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.165 Gwh y 9.170 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.325 Gwh y 5.366 Gwh; clientes comerciales 2.476 Gwh y 2.447 Gwh; clientes industriales 1.060 Gwh y 1.055 Gwh; y clientes oficiales 304 Gwh y 302 Gwh. La disminución obedece principalmente a menores ventas.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a $401.682.503 y $399.266.325, respectivamente.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2024:

	Tarifa Promedio Aplicada a diciembre 2024	Tarifa Promedio Aplicada a diciembre 2023	Variación
Gm	362,54	337,82	7,3%
Tm	53,62	48,90	9,7%
Pr	69,75	66,27	5,2%
D	263,88	217,82	2,3%
Rm	14,44	17,88	-19,2%
Cv	105,50	69,57	51,6%
Cu	**869,73**	**758,26**	**9,27%**

Costos de transmisión: Incremento de 2,82 $/Kwh, en la componente de transmisión (5,1%) principalmente por una disminución en la energía del SIN–Sistema Interconectado Nacional del (4%).

Costos de distribución con ADD: Incremento de 17.58 $/Kwh en la componente de distribución (6.7%), debido principalmente a un aumento promedio de 2% en los cargos de distribución propios de los operadores de red que integran la ADD, como reflejo de un aumento del Índice del precio del producto – IPP. Producción Nacional de 1.36% respecto al mes anterior, adicionalmente al aumento de ingresos de los operadores de red y sus reliquidaciones conforme a lo establecido en la metodología.

Costos de comercialización: Incremento de 3.25 $/Kwh en la componente de comercialización NT1 (nivel de tensión) (3.1%), debido principalmente al aumento en los componentes tarifarios del mes anterior y a la disminución de 2% en las ventas reguladas de energía en el mes de octubre que, de acuerdo con la metodología, se reflejan en este mes. Respecto al COT–Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del NT1 presenta un comportamiento estable, no obstante, los COT de N2, NT3, NT4, presentan una disminución de 3%, 10% y 46% respectivamente debido a las dinámicas de las ventas del mercado.

Costos de Restricciones: Incremento de 1.9 $/Kwh, en la componente de Restricciones (23.9%), relacionado con un mayor valor en la generación fuera de mérito, como consecuencia de la disminución en el precio de bolsa.

La variación del IPP fue de +1.36% y la del IPC +0.27%, calculados mediante los índices publicados por el DANE.

Costos de Generación: Disminución de 11.02 $/Kwh en la componente de Generación (3.0%), debido principalmente a una disminución del precio de bolsa de 78.8 $/Kwh (-8.3%), ubicándose en 865.2 $/Kwh, con una exposición a bolsa cercana a 5.4% (Dos puntos porcentuales menos que el mes pasado). Este mes la variable AJ toma valor de 0 $/Kwh y su saldo asociado es cercano a $0.

Provisión opción tarifaria

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por $43.718.084 y $361.396.711, respectivamente. La disminución corresponde a que la Compañía se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT–Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

(3) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 los clientes de alumbrado público ascienden a 251 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 154 Gwh y 157 Gwh; y otros municipios por 97 Gwh y 94 Gwh, respectivamente.

(4) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, presenta incremento en la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por $3.495.006.977 y $3.097.202.547 y sistemas de transmisión regional por $22.447.399 y $15.878.067; lo anterior, producto del crecimiento en la base regulatoria de activos resultado del plan de inversiones ejecutado.

(5) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 los ingresos de servicios empresariales y de gobierno corresponden a otras prestaciones de servicio por $218.408.317 y $281.881.173 y servicios de valor agregado por $208.301.014 y $219.822.205. La disminución se presenta principalmente por menores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

La Compañía obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño:

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	$ 11.179.046.315	$ 11.261.395.545
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.517.454.376	3.113.080.614
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	426.709.331	501.703.378
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	265.176.701	218.723.730
Venta de gas	A lo largo del tiempo	77.221.448	77.644.963
Venta de certificados	En un punto del tiempo	336.394	434.032
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	-	29.532
Total ingresos de actividades ordinarias		**15.465.944.565**	**15.173.011.794**
Otros Ingresos de operación		128.271.844	136.012.527
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**$ 15.594.216.409**	**$ 15.309.024.321**

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

La Compañía no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y la Compañía ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera separado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por categoría:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Clientes mayorista	$ 98.283.772	$ 145.183.828
Clientes no regulado	45.849.041	15.709.564
Transporte de energía	9.755.662	13.654.638
	$ 153.888.475	**$ 174.548.030**

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; es decir, en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

- **Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por la Compañía.

- **Venta de gas**

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que la compañía tiene derecho al pago en caso de que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

- **Servicios empresariales y de gobierno**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación, mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

- **Otros ingresos**

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

La Compañía reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que la compañía tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; la Compañía no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

24. Aprovisionamientos y servicios

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Compras de energía (1)	$ 6.723.444.118	$ 5.744.377.825
Costos de transporte de energía (2)	1.435.321.813	1.348.796.750
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	388.599.908	414.536.192
Impuestos asociados al negocio (4)	298.268.133	334.609.805
Consumo de combustible (5)	209.989.063	250.419.376
Compra de gas	57.933.027	69.035.499
	$ 9.113.556.062	**$ 8.161.775.447**

(1) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las compras de energía ascienden a 18.048 Gwh y 16.241 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 12.016 Gwh y 9.642 Gwh; compras en bolsa 6.032 Gwh y 6.599 Gwh, no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a $3,18/Kwh, tarifa promedio diciembre 2024 $579,02 vs tarifa promedio diciembre 2023 $575,84.

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional $860.878.728 y $764.768.851 y transmisión regional $556.817.233 y $545.075.913, respectivamente.

La variación se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	$ 150.053.887	$ 177.419.950
Costos asociados a equipos de medida	75.386.154	77.847.753
Costos de corte y reconexión	53.358.256	51.678.394
Mantenimiento alumbrado público y otros	42.995.515	32.628.440
Costo CND, CRD, SIC	24.096.511	31.272.653
Otros servicios de apoyo a la generación	20.819.235	18.254.205
Mercado secundario cargo por confiabilidad	13.033.855	20.172.258
Contribuciones entes reguladores	8.849.942	5.241.390
Certificados verdes	6.553	21.149
	$ 388.599.908	**$ 414.536.192**

a) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña y suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

(4) Al 31 de diciembre de 2024 la disminución se presenta principalmente por menor producción de energía eléctrica por $(31.936.719) y otros impuestos variables a la generación de energía por $(4.758.536).

(5) Al 31 de diciembre de 2024 se presenta una disminución del consumo de combustibles en generación por $(40.430.313), esta disminución obedece a factores como menor precio del carbón en algunos meses, así como una menor generación en plantas térmicas, asociado principalmente a la venta de Termocartagena en el año 2023.

25. Gastos de personal

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Sueldos y salarios (1)	$ 406.428.177	$ 396.614.372
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	83.890.650	78.471.733
Otros gastos de personal (3)	25.328.059	17.695.495
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	1.986.836	241.197
Total	**$ 517.633.722**	**$ 493.022.797**

Las variaciones corresponden principalmente a los incrementos salariales decretado por el gobierno nacional.

(1) Los sueldos y salarios para el 2024 y 2023 se constituyen de los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Salarios	$ 296.098.109	$ 301.235.452
Prima de Servicios	44.753.312	39.044.706
Cesantías	20.875.855	20.726.377
Vacaciones	20.377.323	19.278.268
Amortización Beneficios Empleados	17.402.616	11.150.487
Bonificaciones	6.920.962	5.179.082
Total	**$ 406.428.177**	**$ 396.614.372**

(2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2024 se aplicaron las siguientes acciones salariales para el personal de Enel en Colombia lo cual afecta directamente en las bases salariales para el cálculo se servicios se seguridad y otras cargas laborales, por lo cual se evidencia su incremento en el gasto:

- Régimen de pago convencionado: se les incrementará el salario básico mensual en un 12,28% (porcentaje equivalente al IPC del año 2023 del 9,28% más 3,0%), dando cumplimiento al Artículo 66 de la reciente Convención Colectiva de Trabajo (CCT) 2023 – 2025 suscrita recientemente entre la Compañía y Sintraelecol.
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviese vínculo laboral vigente con Enel Colombia y que devengará un salario básico mensual equivalente al mínimo integral legal (13 salarios mínimos), se le incrementará el salario básico mensual en 12,07% (porcentaje correspondiente al ajuste del salario mínimo integral legal 2023, decretado por el Gobierno Nacional).
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviera un salario básico mensual que hoy sea inferior al salario mínimo decretado por el Gobierno Nacional, la empresa procederá a ajustarlo al nuevo salario mínimo para que, en ningún caso, sea inferior al decretado por el Gobierno Nacional.

(3) La variación en los gastos corresponde principalmente a los movimientos generados por los siguientes conceptos para los años 2024 y 2023.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Otros costos de personal	$ 21.416.119	$ 14.142.172
Gasto por procesos laborales	1.592.996	1.977.452
Beneficios actuariales	891.766	157.715
Gastos de recreación y cultura	817.073	588.766
Aportes Sindicales	357.618	361.920
Gastos médicos	249.631	462.956
Viáticos	2.856	4.514
	$ 25.328.059	**$ 17.695.495**

(4) La variación se presenta por la actualización del cálculo actuarial, en el costo financiero de cesantías y quinquenios.

26. Otros gastos fijos, por naturaleza

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	$ 422.487.381	$ 299.528.233
Reparaciones y conservación (2)	143.170.359	138.583.053
Otros suministros y servicios (3)	111.159.118	99.084.331
Primas de seguros (4)	53.740.622	44.501.505
Arrendamientos y cánones	20.003.494	19.314.800
Tributos y tasas(5)	12.287.461	8.678.354
Publicidad, propaganda y relaciones públicas (6)	12.044.428	16.347.060
Gastos de transportes y viajes	10.671.061	10.227.925
Total	**$ 785.563.924**	**$ 636.265.261**

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

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Otros contratos de administración y operación (a)		
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (b)	102.609.830	102.644.825
Toma de lectura (c)	47.149.958	43.429.068
Honorarios	39.000.613	35.781.360
Contratos recuperación del mercado	28.342.780	27.720.701
Litigios civiles y administrativos (d)	17.260.125	(626.213)
Servicios de telecomunicaciones	14.485.854	16.223.441
Gastos generales de administración	12.244.091	28.972.616
Contratos de atención al cliente	8.892.040	10.393.767
Casino y cafeteria	6.748.687	7.441.339
Entrega de facturas	6.016.587	5.270.940
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas (e)	4.200.554	142.767
Servicio de personal temporal	3.593.103	8.139.804
Contratos gestión impagos	2.144.785	2.133.342
Pérdidas en siniestros	1.395.210	-
	$ 422.487.381	**$ 299.528.233**

(a) Este incremento corresponde principalmente al reconocimiento de la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal administrativo de Cundinamarca de la cual la Compañía fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La tasa utilizada para descontar los flujos proyectados hasta el año 2029 es de 13.02% a diciembre de 2024 por valor de $69.385.081. Incluye la provisión de la garantía bancaria de Sahagún para la reserva de capacidad de transporte por $23.871.219 del Banco Santander con vigencia 17 de junio de 2025, adicionalmente se realizó la ejecución de la garantía de construcción del proyecto Eólico Windpeshi por $23.525.500 con el fin de responder ante la obligación que supone el cargo por confiabilidad asignado y sobre el cual la Compañía decidió no presentar la ampliación de las garantías que respaldan la construcción del proyecto.

Por otro lado, se presentaron contratos de servicios y mantenimiento de proyectos para reforestación y plantación, servicio de backoffice regional entre otros costos generales de administración.

(b) Corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados a la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, soporte de las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.

(c) Corresponden a los servicios de lectura de consumos y a la distribución de la facturación.

(d) La variación corresponde principalmente al reconocimiento de la provisión, recuperación, dotación de litigios civiles, laborales y fiscales.

(e) Corresponde a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas, administrativas y servicios de mantenimiento forestal.

(2) El aumento corresponde principalmente a servicios de mantenimiento y reparaciones de la infraestructura de redes, líneas y cables y materiales empleados para las subestaciones de energía y plantas de generación.

(3) La variación corresponde a los servicios técnicos generados por la instalación de equipos y construcciones de obra civil, compra de medidores, servicios técnicos y de seguridad, comisiones comerciales, pagos de contribuciones y suscripciones, entre otros.

(4) La variación corresponde a la actualización de las primas asociadas a las pólizas de seguros todo riesgo sobre la infraestructura de la compañía, así como las pólizas de responsabilidad civil extracontractual que incluyen el reconocimiento de las plantas solares y de directivos.

(5) El incremento corresponde al pago de impuestos prediales, valorización y delineación de Bogotá y otros municipios, así como otros impuestos de vehículos e Iva.

(6) La variación se presenta por la disminución en los gastos de publicidad y propaganda en las campañas y pautas en medios de comunicación y programas de radio, material de apoyo POP, y videos.

27. Gastos por depreciación y amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Depreciaciones (1)	$ 752.672.762	$ 690.995.459
Amortizaciones	174.135.144	135.645.693
Total	**$ 926.807.906**	**$ 826.641.152**

(1) Al 31 de diciembre de 2024 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2023 principalmente por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2024 asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables.

28. Pérdidas por deterioro

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Deterioro Activos mantenidos para la venta (1)	$ 202.207.411	$ 604.414.331
Deterioro Activos Financieros (2)	71.432.773	49.951.812
Deterioro Inversiones (3)	-	195.174
Total	**$ 273.640.184**	**$ 654.561.317**

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

En el marco del plan de venta desarrollado por la Compañía; el día 24 de diciembre 2024, se firmó contrato con Ecopetrol S.A. por 60 Millones de dólares para la venta de los activos que conforman el proyecto eólico Windpeshi; el deterioro por $202.207.411 corresponde al registro del valor del remanente.

(2) Al 31 de diciembre de 2024, la variación corresponde principalmente al cálculo de la provisión de cartera de los modelos colectivos y individual, tienen un valor presente de $64.439.339 y $47.767.604 respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2023, este valor corresponde al deterioro de la inversión de la Compañía en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.S., según el acuerdo de transacción firmado con SMN Termocartagena S.A.S. con el cual se realizó la venta de la compañía, al 31 de diciembre de 2024 no se generaron movimientos correspondientes al deterioro de inversión.

29. Resultado financiero

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	$ 60.571.350	$ 124.451.996
Intereses por financiación a clientes (2)	65.178.732	99.128.906
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (3)	27.554.774	20.730.685
Intereses de cuentas por cobrar (4)	18.840.201	12.409.933
Otros ingresos financieros(5)	7.100.832	-
Intereses por financiación a vinculados (6)	1.249.400	9.538.454
Ingresos financieros	**180.495.289**	**266.259.974**
Obligaciones financieras (7)	(1.050.078.790)	(986.890.778)
Otros costos financieros (8)	(65.318.419)	(72.947.603)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(60.856.923)	(55.407.734)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(35.124.343)	(37.388.797)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (3)	(4.173.895)	(27.859.501)
Gastos financieros leasing (11)	(27.446.398)	(27.782.138)
Intereses de mora impuestos (12)	5.665.640	(3.721.946)
Gastos financieros	**(1.237.333.128)**	**(1.211.998.497)**
Gasto financiero capitalizado (13)	91.814.455	72.654.002
Gastos financieros, netos	**(1.145.518.673)**	**(1.139.344.495)**
Ingreso por diferencia en cambio realizada (14)	58.256.989	180.603.675
Gasto por diferencia en cambio no realizada (14)	(82.139.811)	(159.700.016)
Diferencias de cambio, neto	(23.882.822)	20.903.659
Total resultado financiero neto	**$ (988.906.206)**	**$ (852.180.862)**

(1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La variación frente al 2023 obedece en mayor medida a la disminución de tasas de Banco de la República, que tiene una relación directa con la baja de las tasas de rendimiento en los productos financieros de la Compañía, mientras la rentabilidad promedio simple de 2023 fue de 13.81%. la de 2024 fue de 10.64%.

(2) La variación corresponde principalmente a la recuperación del saldo acumulado a diciembre 2023, una vez Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023, lo que impacta significativamente el ingreso por interés una vez recuperado el saldo de la cartera del nivel de tensión 1 y 4.

(3) Corresponde a las ganancias y pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit, Frontera y pago CERE, así como los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards que al 31 de diciembre 2024 cerro en $4.409,15 versus diciembre 2023 que cerro $3.822,05.

(4) La variación se presenta principalmente por el aumento de préstamos de empleados y la actualización en las tasas teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado por $6.357.596.

(5) La variación corresponde a la actualización de VPN de los intereses del litigio fiscal por la Sanción de la Superintendencia de Servicios Públicos, el cual es un proceso estimado hasta el año 2030, según lo indica la sentencia.

(6) La variación corresponde principalmente a los intereses causados sobre el contrato de mandato que Enel Colombia S.A. E.S.P. sostenía con las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. el cual finalizo durante el primer trimestre de 2023 generando intereses por ($8.667.553). Adicionalmente Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tenía un crédito intercompañía con capital de $18.000.000 e intereses por ($702.216), este crédito finalizó en diciembre de ese mismo año y con esto el cobro de intereses, durante el 2024 el crédito intercompañía asciende a un capital $2.100.000 y causación de intereses por $197.449 entre otros por $883.266.

(7) El aumento corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Davivienda S.A., Bancolombia S.A., Banco de Occidente S.A. e Itaú Colombia S.A., European Investment Bank así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono B15-09 en febrero 2024, B10-14 en abril 2024, E17-17 en mayo y E4-2020 en agosto de 2024. (ver nota 15).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2024:

Operación		2024		2023
Créditos nacionales y del exterior	$	861.167.683	$	645.627.869
Bonos emitidos		188.911.107		341.262.909
Total gasto de obligaciones financieras	**$**	**1.050.078.790**	**$**	**986.890.778**

(8) La variación corresponde principalmente a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Rio Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martin, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso) por $4.893.776, financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P. por $6.070.421, cargos financieros garantías Test por $1.092.571, VPN convenios energía por $(2.284.408), actualización intereses contribución Superservicios, CAR e IVA reconexión por $(1.877.265) y garantías Bancarias $(284.410).

(9) El incremento corresponde principalmente a compras de energía debido a que fue el giro con mayor variación en el año 2024.

(10) La variación corresponde principalmente al incremento de la TES tasa fija en UVR que a 31 de diciembre de 2024 y 2023 correspondía a 8,21% y 7,30% respectivamente para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos asi: Auxilio de salud 12%, Auxilio de energía 12.39%, auxilio educativo 10.67%, Quinquenios 11.23%, Cesantías 10.63% y Renta temporal 9.66% generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por $(1.354.843), costo financiero de beneficios por $695.637 y actualización financiera de los pasivos pensionales por $2.923.660.

(11) A 31 de diciembre de 2024 la variación del gasto financiero por intereses de Leasing corresponde principalmente a los intereses de los contratos Bancolombia S.A. por $2.156.307, proyectos renovables por $280.433, Compañía Naviera del Guavio Ltda. $98.952, Transportes Especiales S.A. por $(1.054.979), Compañía General de Transportes S.A.S. $(670.521) y otros $(474.388).

(12) La variación corresponde principalmente a la recuperación de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior por $9.196.104, corrección de la autorretención ICA por $361.091, intereses mora alumbrado público $151.691 entre otros por $(321.300).

(13) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2024 versus 2023 corresponde principalmente a:

La capitalización de la deuda asociada con la inversión de los proyectos renovables que a partir del año 2023 no se encuentra cubierta por el capex recibido inicialmente y fue necesario obtener financiación genérica para cubrir las necesidades de la Compañía de acuerdo con las proyecciones realizadas, así mismo, se genera gasto financiero de las garantías bancarias y los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables y gasto financiero de los proyectos financiados en la línea distribución.

- La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2024 versus 2023 es del -2,94%.

– Proyectos con gasto financiero capitalizable:

Al 31 de diciembre de 2024:

Central	Proyecto		Valor
Generación y renovables	Guayepo	$	64.667.992
Distribución	Subestaciones y redes		17.281.554
Generación y renovables	Sedimentación Guavio		4.190.024
Generación y renovables	Atlántico		2.717.153
Generación y renovables	Otros proyectos menores		1.605.106
Generación y renovables	Fundación		773.877
Generación y renovables	Obras adicionales presa central Quimbo		578.749
	Total	**$**	**91.814.455**

Al 31 de diciembre de 2023:

Central	Proyecto		Valor
Generación y renovables	Guayepo	$	45.935.281
Distribución	Subestaciones y redes		14.194.716
Generación y renovables	Fundación		3.356.387
Generación y renovables	La Loma		3.283.591
Generación y renovables	El paso extensión		2.238.565
Generación y renovables	Sedimentación Guavio		1.808.070
Generación y renovables	Otros proyectos menores		1.106.782
Generación y renovables	Windpeshi		730.610
	Total	**$**	**72.654.002**

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

	Al 31 de diciembre de 2024	
	Ingresos por diferencia en cambio	**Gastos por diferencia en cambio**
Efectivo y equivalentes al efectivo	$ 51.044.129	$ (55.475.813)
Otros activos	9.209.707	(13.743.013)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.347.984	(1.511.398)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(8.796.529)	953.125
Total activos	**$ 52.805.291**	**$ (69.777.099)**

	Al 31 de diciembre de 2024	
	Ingresos por diferencia en cambio	**Gastos por diferencia en cambio**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	$ |11.834.178	$ (511.137)
Otros Pasivos	7.043	(25.805.283)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(6.389.523)	13.953.708
Total pasivos	**5.451.698**	**(12.362.712)**
Total diferencia en cambio	**$ 58.256.989**	**$ (82.139.811)**

	Al 31 de diciembre de 2023	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	$ 67.683.097	$ (112.275.897)
Otros activos	26.006.100	(40.685.321)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.510.373	(7.743.543)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(307.174)	(1.008.394)
Total activos	**$ 94.892.396**	**$ (161.713.155)**

	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Otros pasivos financieros corrientes	$ -	$ 6.349.020
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	75.428.834	(8.491.948)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10.288.138	3.295.054
Otros pasivos	(5.693)	861.013
Total pasivos	**85.711.279**	**2.013.139**
Total diferencia en cambio	**$ 180.603.675**	**$ (159.700.016)**

30. Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación

El detalle del efecto en resultado de las inversiones de la Compañía actualizadas por el método de participación patrimonial es el siguientes:

Compañías Colombia:

	Ingreso/Gasto	
Efecto en resultado método participación patrimonial	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	$ 985.658	$ 680.589
Enel X Way Colombia S.A.S.	530.042	10.510
Sociedad Portuaria Cartagena S.A. (*)	-	580.657
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	(628.448)	(10.954.859)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (**)	(2.682.199)	(4.530.647)
Colombia ZE S.A.S.	(8.035.410)	(1.554.264)
Total	**$ (9.830.357)**	**$ (15.768.014)**

(*) Reconocimiento en el resultado de la inversión en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta, su venta se materializó en noviembre 30 de 2023.

(**) Incluye reconocimiento por $(2.435.042) correspondientes a los costos asociados a desarrollos informáticos e infraestructura, generados en el año 2024, los cuales están asociados a la decisión de liquidar la compañía; Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció este valor vía método de participación.

Compañías Centroamérica:

	Ingreso / Gasto	
Efecto en resultado método participación patrimonial	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 126.462.738	$ 55.569.743
Generadora de Occidente Ltda.	42.868.063	33.306.039
Enel Costa Rica CAM S.A. (*)	16.658.402	(308.348.075)
Generadora Montecristo S.A.	5.718.792	7.660.793
Renovables de Guatemala S.A.	3.158.415	12.811.863
Tecnoguat S.A.	627.991	2.088.879

	Ingreso / Gasto	
Efecto en resultado método participación patrimonial	**Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024**	**Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023**
Enel Guatemala S.A.	393.580	3.971.443
Enel Renovable S.R.L.	58.513	73.240
Transmisora de Energía Renovable S.A. (**)	-	1.498.288
Llano Sanchez Power One S.A. (***)	-	18
Generadora Solar Tole S.R.L. (***)	-	(14)
PH Chucás S.A. (****)	-	(4.696.711)
Total	**$ 195.946.494**	**$ (196.064.494)**

(*) La variación se presenta por la pérdida de 71.362.025 USD de junio 2023 en la compañía P.H. Chucás S.A. debido a una multa, lo cual se ve reflejado en Enel Costa Rica CAM S.A. por la participación que esta tiene sobre esa compañía.

(**) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión a febrero de 2023 en Transmisora de Energía Renovable S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta, la cual se materializó en 2023.

(***) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión en Generadora Solar Tole S.R.L. y Llano Sanchez Power One S.A. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

(****) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión en PH Chucás S.A. antes de la cesión de acciones de parte de la Compañía a Enel Costa Rica CAM S.A.

31. Resultado en venta de activos, neto

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024	**Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023**
Resultado en Venta de Activos	$ (16.744.455)	$ 16.239.677
	$ (16.744.455)	$ 16.239.677

Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por $(16.744.455), correspondientes a:

(a) Bajas con efecto en pérdida por $(26.085.206) distribuidas así:

- Transformadores de Distribución por $(12.097.451).
- Siniestros de enero a septiembre $(2.720.035).
- Plantas Generación $(11.267.720).

(b) Bajas con efecto en utilidad por $9.340.751 las cuales obedecen a:

- Venta Predio Subestación Eléctrica (SE) $208.371.
- Venta Predio Ruta 40 $8.419.706.
- Venta equipos de cómputo $1.873.
- Venta Predio Boca del Yaguará $710.801.

32. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión reconocida a los resultados del período, para impuestos sobre la renta se descompone así:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Impuesto corriente Renta	$ 1.058.345.798	$ 1.605.139.447
Impuesto de renta años anteriores	(11.107.695)	(20.309.046)
Movimiento impuesto diferido	32.888.919	111.772.419
Movimiento impuesto diferido años anteriores	(4.628.546)	17.390.167
$	**1.075.498.476**	**$ 1.713.992.987**

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tarifa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2024 y 2023 del 32,32% y 47,02% respectivamente.

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	%	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	%
Ganancia de Enel Colombia	$ 2.251.936.168		$ 1.931.621.190	
Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	1.075.498.476		1.713.992.987	
Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia	**3.327.434.644**		**3.645.614.177**	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	**1.164.602.125**	-35,00%	**1.275.964.962**	-35,00%
Diferencias permanentes:				
Impuestos no deducibles (1)	(10.694.254)	-0,32%	(9.765.597)	-0,27%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(23.297.733)	-0,70%	(280.739.420)	-7,70%
Método de participación patrimonial (3)	63.817.397	1,92%	(123.705.403)	-3,39%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	(9.939.361)	-0,30%	(9.597.337)	-0,26%
Deducción especial Ley 1715 (4)	127.889.616	3,84%	-	0,00%
Deducción activos fijos reales productivos	475.946	0,01%	630.320	0,02%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(2.789.857)	-0,08%	3.935.906	0,11%
Intereses presuntos	(120.724)	0,00%	(222.447)	-0,01%
Deducción adicional discapacitados	17.326	0,00%	74.845	0,00%
Dividendos recibidos CAM	(33.857.676)	-1,02%	-	0,00%
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	2.980.476	0,09%	(14.621.207)	-0,40%
Otras diferencias permanentes	1.708.595	0,05%	-	0,00%
Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores	-	0,00%	207.500	0,00%
Depreciación contable valor depreciación fiscal	-	0,00%	(38.100.064)	-1,05%
Descuento tributario (5)	27.950.251	0,84%	53.804.271	1,48%
Windpeshi (6)	(70.772.594)	-2,13%	-	0,00%
Capitalización coberturas	-	0,00%	(22.848.272)	-0,63%
Ajuste renta año anterior	15.736.241	0,47%	2.918.880	0,08%
Total diferencias permanentes	**89.103.649**	**2,68%**	**(438.028.025)**	**-12,02%**
Gasto por impuesto a las ganancias	**$ (1.075.498.476)**	**-32,32%**	**$ (1.713.992.987)**	**-47,02%**

El total de gasto de 2024 por impuesto a las ganancias $1.075.498.476 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2024, y el total del gasto de 2023 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2023.

(1) Al 31 diciembre de 2024 y 2023 corresponde al gravamen a los movimientos financieros por $10.694.254 y $9.765.597, respectivamente.

(2) La variación de 2024 y 2023, corresponde principalmente al reconocimiento de gastos no deducibles del contrato de colaboración con Colpatria "Open Book", gastos no deducibles por contratos con proveedores del exterior sin requisitos fiscales, contingencia por contratos celebrados con entidades del exterior, deterioros, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.

(3) Al 31 de diciembre de 2024 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento), Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., Enel X Way Colombia S.A.S., Operadora Distrital de Transportes S.A.S., y Colombia ZE S.A.S.

(4) Al 31 de diciembre 2024 corresponde al beneficio de la Ley 1715 de 2014 por inversión en fuentes no convencionales de energía para los proyectos solares La Loma, Fundación, y El Paso.

(5) Al 31 de diciembre 2024 y 2023 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: donaciones por $659.750 y $1.585.250, inversión en ciencia y tecnología por $2.373.401 y $8.069.625, descuentos por impuestos pagados Centroamérica por $24.917.100 y $44.149.396.

(6) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde al remanente reconocido como deterioro del proyecto eólico Windpeshi.

33. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2024, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	$ 2.251.936.168	$ 1.931.621.190
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.913.918
Utilidad por acción básica (*)	**$ 15.122**	**$ 12.971**

(*) Cifra expresada en pesos colombianos.

34. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	$ (447.626)	$ (2.618.023)
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	155.401.746	(120.537.047)
Conversión Método de Participación (3)	462.455.103	(869.518.200)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	**617.409.223**	**(992.673.270)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (4)	107.031.002	(420.290.854)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	**107.031.002**	**(420.290.854)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(56.098.554)	41.443.631
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	**(56.098.554)**	**41.443.631**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (5)	(37.460.852)	135.279.022
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	**(37.460.852)**	**135.279.022**
Total otro resultado integral	**$ 630.880.819**	**$ (1.236.241.471)**

(1) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Derivex S.A. E.S.P. como resultado de la valoración por el método de los múltiplos y la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.

(2) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por las firmas Deloitte S.A.S. a 31 de diciembre de 2024 y AON Hewitt México al 31 de diciembre de 2023 las cuales generaron un efecto en el patrimonio como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal
Saldo Inicial al 01 de enero	**$ (181.374.828)**	**$ (10.202.631)**	**$(4.868.440)**	**$ (111.089.108)**	**$ (3.517.957)**	**$ (2.745.417)**
Ganancia (pérdida) actuarial	162.804.752	(4.908.156)	(2.494.850)	(111.729.351)	(6.684.674)	(2.123.022)
Impuesto Corriente y Diferido	(56.098.554)	-	-	41.443.631	-	
Saldo Final al 31 de diciembre	**$ (74.668.630)**	**$ (15.110.787)**	**$(7.363.290)**	**$ (181.374.828)**	**$ (10.202.631)**	**$ (4.868.439)**

(3) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde al reconocimiento de MPP de compañías centroamericanas.

(4) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura renovable tanto para forward como swap, así como a la liquidación de los derivados asociados a los proyectos en ejecución junto con la reclasificación realizada al rubro propiedad, planta y equipo por el paso a operación de los proyectos La Loma, Fundación, El Paso Solar, Guayepo, Telecontrol, Atlántico y Guavio.

(5) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al impuesto corriente y diferido asociado a las liquidaciones y al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

35. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas:

	Al 31 de diciembre de 2024		
	(en EUR)	*(en US Dólares)*	*(en miles de pesos)*
Efectivo y equivalente de efectivo *(Nota 4)*	$ -	$ 2.248.400	$ 9.913.533
Deudores	5.260.251	6.107.165	50.943.976
Cuentas por pagar	(9.861.784)	(6.105.045)	(71.943.710)
Posición pasiva, neta	**$ (4.601.533)**	**$ 2.250.520**	**$ (11.086.201)**

	Al 31 de diciembre de 2023		
	(en EUR)	*(en US Dólares)*	*(en miles de pesos)*
Efectivo y equivalente de efectivo *(Nota 4)*	$ -	$ 4.469.025	$ 17.080.838
Deudores	5.006.209	4.675.851	39.007.688
Cuentas por pagar	(5.208.414)	(33.144.060)	(148.668.320)
Posición pasiva, neta	**$ (202.205)**	**$ (23.999.184)**	**$ (92.579.794)**

36. Sanciones

En el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2023 al 31 de diciembre de 2024, la Compañía tiene en curso las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por $2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (en adelante PHEQ). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

El 24 de febrero de 2023 se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Compañía; en este sentido, en el mes de febrero de 2023 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de diciembre de 2023 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción ya fue pagada el 16 de junio de 2023.

b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por $758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a $492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247, la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Enel Colombia S.A. E.S.P.; el 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril de 2022.

El 16 de julio de 2024, se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Compañía; en el mes de agosto de 2024 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de octubre de 2024 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 29 de abril de 2024.

c) El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de $50.670 cada una.

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales se presentan las sanciones:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

  Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, ante el Juzgado Cuarto Administrativo de Neiva el 30 de mayo de 2019 con radicado 2018-179, se profirió sentencia de primera instancia el 30 de septiembre de 2021 favorable a la Compañía; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM, desde el 04 de mayo de 2022 está al despacho para sentencia de segunda instancia.

  Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como probable 53%. Se resalta que la sanción no ha sido pagada porque tenemos sentencia de primera instancia favorable para la Compañía.

  Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

  Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del juzgado séptimo administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones de Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., ante el tribunal administrativo del Huila.

  Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 30 de septiembre de 2024.

d) Resolución No. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 "por la cual se resuelve un recurso de reposición", emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

   Antecedentes: Mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable a la Compañía y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, fue impuesta a la Compañía una multa por valor de $540.470.

   El 27 de junio de 2023, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, ante el Juzgado 3 Administrativos de Neiva con radicado 2023-179; la demanda fue admitida y contestada por la CAM el 28 de septiembre de 2023.

   El 21 de noviembre se llevó a cabo la audiencia inicial y se presentaron alegatos de conclusión el 5 de diciembre de 2023, actualmente el proceso se encuentra en despacho para sentencia de primera instancia en el juzgado tercero administrativo de Neiva.

   Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho del Juzgado 3 Administrativo de Neiva para sentencia de primera instancia.

   Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que el pago de la sanción se realizó el 26 de septiembre de 2023.

e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 "por la cual se resuelve un recurso de reposición", emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a Enel Colombia S.A., a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia S.A. E.S.P. la sanción es de $363.262.

Se surtió el trámite de conciliación sin acuerdo entre las partes y la demanda fue presentada el 13 de julio de 2023 correspondiendo al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220.

El 30 de mayo de 2024 se admitió demanda y el 25 de septiembre de 2024 fijo fecha de audiencia inicial para el 21 de enero de 2025, en la cual se agotaron todas las etapas y se fijó audiencia de pruebas para el próximo 26 de febrero de 2025.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 20 de noviembre de 2023.

f) Resolución No. 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No. 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra Enel Colombia S.A. E.S.P., por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de $141.052.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 administrativo de Bogotá con radicado 2024-395.

A corte del 31 diciembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

g) Resolución No. 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra la Compañía, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que la Compañía no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a la suma de $47.333.801.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 Administrativo de Bogotá Rad 2024-377.

A corte 31 de diciembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

h) Resolución No. 00069 de 2024, La compañía fue notificada de la Resolución No. 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: Mediante esta Resolución No. 1931 de 2024, la ANLA confirmó la sanción contra Enel Colombia S.A. E.S.P., por las siguientes infracciones ambientales; así:

Primer cargo: Emplear procedimientos para la medición del ruido ambiental en el área de influencia del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo bajo condiciones contrarias a las estipuladas en la normatividad ambiental aplicable.

Segundo cargo: No realizar la cantidad mínima de muestras requeridas para la presentación de los monitoreos de calidad del aire en el área de influencia del proyecto y las vías sustitutivas, conforme lo establecido en el Sistema de Vigilancia de la Calidad del Aire Industrial SVCAI Indicativo.

Tercer cargo: Realizar monitoreos de la calidad de las aguas residuales domésticas e industriales en el afluente y efluente de las plantas y sistemas de tratamiento respecto de los parámetros de Coliformes fecales y Coliformes totales así como en las aguas del río Magdalena realizados aguas abajo de la presa respecto de los parámetros de CO2, carbono orgánico, nitrógeno amoniacal, fósforo orgánico, fósforo inorgánico, fosfatos, coliformes totales y coliformes fecales, con el Laboratorio Daphnia Ltda, para los cuales no se encontraba acreditado por el IDEAM.

El valor de la sanción corresponde a $182.030.

El 30 de diciembre de 2024 se radica la solicitud de conciliación ante la Procuraduría para asuntos judiciales, con N° de radicado: E-2024-780157.

Actualmente se prepara concepto técnico ambiental y legal para interponer la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de $700.000.000 por considerar que la Compañía incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra la Compañía, y no fue notificada correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de esta sanción.

A través del auto proferido el pasado 01 de agosto de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca declaró la falta de competencia para conocer del trámite y, en consecuencia, ordenó la remisión del expediente al Tribunal Administrativo del Putumayo. Desde el 22 de agosto de 2024 se encuentra al Despacho para su calificación.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de $242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, la Compañía incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de $237.422.

La multa fue pagada el 23 de agosto de 2023 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción. El 13 de agosto de 2024 fue admitida la demanda, y en noviembre de 2024 el proceso continúa al despacho.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

37. Pólizas de seguro

La Compañía adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14), cuenta con los siguientes seguros:

Bien/persona asegurada	Riesgos Cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía Aseguradora
Empleados con contrato directo con Enel Colombia S.A. E.S.P.	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual $ 2.500.000	31/12/2025	Seguros Bolívar
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	$ 43.136.092	10/11/2025	SBS Seguros

38. Contingencias

(a) Compromisos de compra

La Compañía al 31 de diciembre de 2024, tiene compromisos por compra de energía (a precios corrientes), gas natural, fuel oíl y carbón así:

Período	Energía Distribución	Energía Generación	Gas Natural	Carbón	Total
2025-2028	$ 5.409.338.044	$ 2.713.370.713	$ 151.921.764	$ 211.231.107	$ 8.485.861.628
2029-2032	3.946.807.242	1.464.379.967	-	-	5.411.187.209
2033-2036	2.390.836.004	1.292.737.060	-	-	3.683.573.064
2037 y siguientes	63.116.545	984.169.888	-	-	1.047.286.433
Total	**$ 11.810.097.835**	**$ 6.454.657.628**	**$ 151.921.764**	**$ 211.231.107**	**$ 18.627.908.334**

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios:

Año	Materiales	Servicios	Total
2025	$ 4.174.764	$ 17.927.914	$ 22.102.678
2026 – 2027	907.540.943	2.053.459.292	2.961.000.235
2028 – 2029	255.926.051	422.468.329	678.394.380
2030 – 2031	-	25.124.699	25.124.699
Total	**$ 1.167.641.758**	**$ 2.518.980.234**	**$ 3.686.621.992**

(b) Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. ("EAAB") y la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del rio Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento del rio Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico de la Compañía para este convenio asciende a $84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB, se dio el inicio de operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que la Compañía conserve la calidad de usuario de las aguas del río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. La Compañía participa en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación, puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, la Compañía recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 31 de diciembre de 2024 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del proyecto, y los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a una apreciación de la Compañía durante la visita en sitio que se lleva a cabo semanalmente, y no a un porcentaje oficial entregado por la EAAB en atención a que no se ha tenido acceso a esta información.

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras perimetrales de 90%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100%, suministro de equipos 94% y montaje de equipo electromecánico 60%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 65%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 90%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 85% y obra civil 95%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Rio Bogotá.
- Se aprobó el cronograma modificado para terminación del contrato, el cual incluye la terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Los siguientes son los hitos relevantes:
  - Energización de la Subestación y la Estación Elevadora a partir de diciembre 2025.
  - Comisionamiento con energía el 30 de noviembre de 2024 al 30 de mayo de 2025.
  - Operación asistida de junio 2025 a noviembre 2025.

(c) Litigios y Arbitrajes

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene la Compañía al 31 de diciembre de 2024 como eventuales son:

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: $337.000.000.

Objeto del juicio: Los demandantes pretenden que la Compañía devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que la Compañía se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal:

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa pendiente de que se profiera sentencia de primera instancia.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: $15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía de la Compañía. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal:

El 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvención) que había interpuesto la Compañía. Lo anterior, en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del Código General del Proceso.

Contra esta decisión la Compañía radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuó respecto a la demanda reivindicatoria.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. El demandante presentó un recurso frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $342.442.454.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal:

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 sobre esta liquidación y que arrojaba un valor mucho menor al contenido en la Resolución de reliquida el alumbrado público. La Compañía presentó recurso

de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum propium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a la Compañía, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, la Compañía considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo a la Compañía. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra de la Compañía.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra de la Compañía, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

En octubre de 2024 la UAESP remitió comunicado mediante la cual considera no materializar la medida cautelar con el fin de adelantar negociaciones que permitan terminar el proceso, el 18 de diciembre la Compañía remite propuesta de acuerdo de pago por $154.193.068.

El 23 de diciembre de 2024 se radicó solicitud de conciliación ante la Procuraduría Nacional de la Nación a efectos de agotar el requisito de procedibilidad para presentar la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra del Auto N°. 007 de fecha 4 de septiembre de 2024, mediante el cual se liquidó el crédito.

A la fecha no se ha obtenido respuesta ni movimientos adicionales.

d. Acción Popular de Comepez–Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó a la Compañía de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2014-524, con ocasión de la Acción Popular promovida por la Compañía Comepez S.A. y Otros en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordenó a la Compañía que no iniciará la actividad de llenado del embalse el Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal:

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

1. Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.

2. Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Compañía un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
3. Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.
4. Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
5. Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, la Compañía continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por la Compañía y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía se encuentra a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de Grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: $33.000.000.

Objeto del juicio: Ante el Juzgado 4 Civil de Bogotá con radicado 2012-835, se ha interpuesto una Acción de grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La Compañía rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

El 7 de junio de 2023, el Juzgado corrió traslado de la complementación del dictamen pericial y dentro del término de ejecutoria se solicitó que se aclaren las fórmulas y criterios para evaluar el daño emergente de los demandantes.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso se encuentra aún en fase probatoria.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de tasa de aprovechamiento forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: $28.605.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena–CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de $100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial ("aprovechable").

La Compañía considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal:

Al 31 de diciembre de 2024, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: $34.838.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena–CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2019 de nuevo la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de $100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial ("aprovechable").

La Compañía considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal:

Al 31 de diciembre de 2024 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

h. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: $18.239.162 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa de la Compañía se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (ii) sí se cumplieron compromisos de medición y, por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal:

Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles debido a su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021.

En mayo de 2024 recibimos sentencia desfavorable de primera instancia, la cual fue apelada, dentro del proceso de la liquidación del año 2017, la Compañía se prepara para presentar en los próximos meses alegatos de conclusión de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 entraron al despacho para fallo de primera instancia.

i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: $4.538.006 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. La Compañía ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio.

En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal:

Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%); las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020.

El 04 de julio de 2023 la Compañía fue notificada de auto que decretó la acumulación del proceso del sexto bimestre dentro del proceso por los bimestres primero a quinto, por lo que el abogado externo se hará cargo del proceso acumulado, por cuanto únicamente llevaba el proceso del sexto bimestre y radicamos los poderes correspondientes.

En febrero de 2024 fue radicado el memorial solicitando la sucesión procesal de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Al 31 de diciembre de 2024 no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: $150.000.000.

Objeto del juicio: Se demanda a Enel Colombia S.A. E.S.P. por parte de un grupo de usuarios buscando una indemnización por las sanciones que impuso Codensa, derivadas de lo establecido en el artículo 54 de la Resolución 108 de 1997 que permitía sancionar a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que Codensa tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, la Compañía actuó en cumplimiento de un deber legal, esto es, actuó en cumplimiento de lo establecido en la ley mientras la misma estuvo vigente y su nulidad aplica hacia el futuro no frente a situaciones jurídicas ya consolidadas.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 21 de diciembre de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó solicitud para decreto de oficio de 2 testimonios nuevos, teniendo en cuenta que las dos personas sobre las que se decretaron ya no se encuentran vinculadas a la Compañía, y así mismo se le indicó al despacho que los expedientes administrativos solicitados no fueron encontrados en el archivo de la Compañía, porque ya habían transcurrido más de 10 años. Al 31 de marzo de 2024 el Juez accede a nuestra solicitud y fija fecha para audiencia para el 30 y 31 de mayo de 2024, sin embargo, la contraparte interpuso recurso.

El 17 de septiembre de 2024 el Juzgado ordenó oficiar a la Defensoría Del Pueblo–Fondo para la Defensa de los Derechos e Intereses Colectivos-, para que en un término de quince (15) días hábiles, contados a partir de la radicación del requerimiento en los canales virtuales que corresponda, el Comité Técnico de dicho Fondo, estudie la solicitud de financiamiento de la prueba pericial decretada en el presente proceso constitucional, por superar los cinco (5) SMLMV.

A la fecha se debe controvertir el dictamen, por lo que el litigio continúa en etapa probatoria.

k. María Isabel Delgadillo y Otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: $2.222.742.172.

Objeto del juicio: Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogotá DC. Enel Colombia S.A. E.S.P., fue demandado por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a la Compañía, se señala su posible responsabilidad en las inundaciones por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la operación de las compuertas de la Central Alicachin, no tienen la posibilidad de haber generado estas inundaciones, ya que la descarga en caso tal que se hubiera presentado no alcanza los barrios de Bosa y Kennedy. Adicionalmente, el problema de la inundación fue el deficiente estado del acueducto y alcantarillado de la Ciudad.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria desde el 18 de enero de 2022.

Al 30 de junio de 2024, se suspende por 3 meses el proceso para que la parte accionante presente el dictamen pericial decretado, y se requiere a la EAAB y a la CAR para que den respuesta a las peticiones elevadas por el abogado coordinador del grupo actor.

El 6 de septiembre de 2024 se llevó a cabo audiencia presencial con el objetivo de resolver la discusión sobre el suministro de la información requerida por el grupo actor para elaborar los dictámenes periciales.

El 22 de noviembre la Compañía radicó memorial solicitando la contradicción de los dictámenes aportados por el grupo actor.

El 16 de diciembre de 2024 el Juzgado ordenó decretar (i) los interrogatorios de los peritos que elaboraron los dictámenes del grupo actor y (ii) los dictámenes periciales de contradicción solicitados por la EAAB, la CAR y la Compañía. Para ello, el Juzgado otorga el término común de 6 meses contados a partir de la ejecutoria del auto. El término se cumple el 16 de junio de 2025.

l. Jesús Maria Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (predio La Mina)

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $24.673.189.

Objeto del juicio: Los demandantes solicitan la indemnización de perjuicios en la modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho que realizó la Compañía, en el área del Contrato de Concesión Minera del Predio la Mina de la cual era titular del demandante, originada por la construcción de la represa El Quimbo.

Estado actual y situación procesal:

Una vez surtidas las pruebas, el 1 de diciembre de 2023, el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

m. Consalt Internacional.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: $14.234.784.

Objeto del juicio: Tribunal de Arbitramento originado en incumplimientos contractuales atribuidos recíprocamente, que motivaron el ejercicio de la Resolución del contrato primero por el contratista Consalt International y luego por la Compañía. Por un lado, Consalt International argumenta que Enel Colombia S.A. E.S.P. incumplió con obligaciones asociadas a la obtención de la licencia ambiental del proyecto, gestión social y orden público, lo cual, según el demandante ha generado afectaciones en valor y en tiempo respecto a la planificación inicial del contrato y de su oferta, lo que motivó el ejercicio de la Resolución del contrato pactada

a su favor, haciéndose efectiva la terminación para Consalt International el 17 de septiembre de 2022. Por su parte la Compañía, inició demanda de reconvención alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios a la Compañía.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria.

El 23 de septiembre de 2024 se resolvió por parte de los árbitros la solicitud de recusación presentada por la parte demandante en contra del árbitro Luis Augusto Cangrejo, la cual fue negada por improcedente al considerar que no existió ninguna omisión de revelación por parte de este al momento ser nombrado arbitro en este proceso.

El 15 y 16 de octubre de 2024 se llevó a cabo las audiencias de sustentación de dictámenes periciales, con lo cual culmina la etapa probatoria. A la fecha se espera programación para el dictamen.

n. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucia Díaz García y Otros.

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: $20.349.602.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo (PHEQ), sus ingresos por actividades como jornaleros, en cultivos de tabaco y en cultivos varios de ciclo corto se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, fase probatoria.

El 20 de junio de 2023, se realizó audiencia de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – RUAF) se escucharon 27 interrogatorios de demandantes.

El 12 de agosto de 2024, se realizó audiencia de pruebas, atendiendo a que faltan pruebas por recaudar, se dispone la suspensión de la audiencia, la cual se continuará los días 17 y 18 de febrero de 2025. A la fecha no hay más movimientos.

o. Acción de Reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y Otros 98.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $15.831.622.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, fase probatoria.

Los días 29 de mayo de 2019, 16 de junio de 2019, 24 de agosto de 2022, 15 de mayo de 2023, se realizaron audiencias de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – ICA – AUNAP–RUAF) se escucharon interrogatorios de demandantes, y atendiendo que de las pruebas decretadas no se han podido practicar en su totalidad, se suspendió la audiencia.

Mediante auto fechado del 18 de octubre de 2024 se fijaron los días 9 y 10 de abril de 2025 para la audiencia de pruebas.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa en fase probatoria.

p. Acción de Reparación promovida por Tito Toledo y Otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $33.716.614.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de minería artesanal se han visto afectada sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la fase probatoria, el 13 de junio de 2022 se presentaron alegatos e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 26 de junio de 2022.

Al 31 de diciembre de 2024 continúa al despacho para fallo.

q. Acción de Reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y Otros 132.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $20.706.897.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de Jornaleros en cultivos de tabaco y cultivos de ciclo corto en predios ubicados en el Área de Influencia Directa (AID) del PHEQ se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, al despacho para fallo.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 30 de octubre de 2023 se presentaron alegatos finales e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 15 de noviembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2024 no hay movimientos adicionales.

r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y Otros (43).

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $25.036.414.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de alimentadores de trabajadores, recolección de cacao, agricultores, jornaleros en cultivos de tabaco y oficios varios, arrendatarios, contratistas, propietarios de vehículo, lavadores de pescado, tractoristas, comerciantes, paleros en extracción de material de playa, transportadores de insumos, electricistas, empleadas domésticas, pescadores artesanales, empleados, se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal:

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023. La contraparte apeló y se concedió apelación.

Al 31 de diciembre de 2024 se está a la espera de fallo de segunda instancia.

s. Acción de reparación directa promovida por Gilberth Paredes y Otros 112.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $16.857.708.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal:

El 13 de junio de 2022 se concede el recurso de apelación, el 12 de septiembre de 2022 se admite recurso de apelación.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

t. Medio de control Reparación Directa de Ruber Cufiño Hernandez y Otros 252.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $38.117.538.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes que se condene a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. por los perjuicios materiales y morales ocasionados por la afectación a la actividad económica de jornaleros de oficios varios en ciclo corto en el área de influencia directa del proyecto hidroeléctrico el Quimbo, y que, con la construcción se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, faltando escuchar interrogatorio a los demandantes y pruebas testimoniales de Enel Colombia S.A. E.S.P., se suspendió y se fijó como fecha para la continuación los días 23 y 24 de enero de 2024. Llegada la fecha se practicaron las pruebas quedando faltantes.

El 26 de noviembre de 2024 se realizó audiencia de pruebas, se resolvió cerrar debate probatorio, la Compañía y demás partes procesales allegaron alegatos de conclusión dentro del término.

El 13 de diciembre de 2024 ingresa al despacho para proferir sentencia de primera instancia. A la fecha no hay movimientos adicionales.

u. Medio de control Acción de Grupo Policarpo Agudelo y Otros (Puente Paso el Colegio).

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: $50.000.000.

Objeto del juicio: Se trata de una acción de grupo tramitada por 373 personas naturales habitantes de 5 municipios del Huila (Paicol, Nátaga, La Plata, Tesalia y La Argentina) transportadores, cultivadores de arroz y comerciantes varios, ferreterías, que afirman que la Compañía debe responder por haber generado la socavación de la base del estribo del puente paso del colegio, margen derecha, por los manejos indebidos dados en el aprovechamiento de material de arrastre en la fuente de extracción, área 9 en la confluencia de los ríos Páez y Magdalena, para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, lo cual ocasionó el cierre del puente entre el 8 de agosto de 2011 y el 17 de diciembre de 2012, generando una pérdida de su capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: En trámite de la segunda instancia.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 17 de enero de 2020 fuimos notificados del fallo de primera instancia favorable para Enel Colombia S.A. E.S.P. emitido por el tribunal administrativo del Huila, el argumento del tribunal es que no se logró demostrar que la causa del deterioro del puente fuera consecuencia de la actividad que realizaba la Compañía para la construcción del proyecto.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de marzo de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024 se encuentra en despacho para fallo de segunda instancia.

v. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Jesús Hernán Ramirez Almario y Otros.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $23.979.939.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados a los demandantes (201) con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva pertenecientes al grupo poblacional de pescadores que ejercían la actividad antes de la ejecución del proyecto el Quimbo.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El día 23 de mayo de 2024 fue la audiencia inicial.

El día 08 de noviembre 2024 se practica audiencia de pruebas y resuelve cerrar debate probatorio. Dentro del término las partes presentan alegatos de conclusión.

El 12 de diciembre de 2024 ingresó al despacho para proferir sentencia de primera instancia. A la fecha no hay movimientos adicionales.

w. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Lorena Amaya Betancourth y Otros.

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: $20.706.897.

Objeto del juicio: Solicitan los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva, pertenecientes al grupo poblacional de jornaleros que ejercían la actividad antes de la ejecución del Proyecto.

Estado actual y situación procesal:

Una vez surtida la etapa probatoria, el 16 de agosto de 2002 se presentaron los alegatos finales y el 1 de septiembre de 2022 ingreso al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa en despacho para sentencia de primera instancia.

x. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: $ 132.191.499.

Objeto del juicio: Reclama el demandante que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34, para ser entregados a la Compañía para la prestación del servicio público de energía y que no han sido pagados o reconocidos por la Compañía, por tanto, se está incumpliendo la Resolución CREG 070 de 2008 que refiere a la remuneración por uso de activos, solicitando por ello el pago de daño emergente y lucro cesante.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial.

El 5 de diciembre de 2023 se contestó la demanda.

El 28 de junio de 2024 se resuelve excepciones previas desfavorablemente, en cuanto a la falta de competencia el juzgado determinó que la sociedad tiene carácter de privada por lo cual no aplica el artículo 104 del C.P.A.C.A., frente a la inexistencia del demandado, consideró que la sociedad demandante no cuenta con la inscripción de acta liquidataria alguna de la personería jurídica, de cara a falta de los requisitos formales consideró que al solicitar medida cautelar no debía agotar la conciliación previa y finalmente para la prescripción consideró que debe ser resuelta como excepción de fondo a resolver en la sentencia. Se presentó recurso de reposición y en subsidio de apelación.

El 19 de diciembre de 2024 corren traslado de las excepciones de mérito presentadas por la Compañía a la parte demandante, el término no ha surtido por vacancia judicial. A la fecha no hay movimientos adicionales.

y. Acción de Grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: $32.000.000.

Objeto del juicio: Se declara a Enel Colombia S.A. E.S.P. y AES Chivor & Cía. S.c.a. E.S.P., como responsables por los perjuicios causados a los accionantes, en razón al desbordamiento del cauce natural del Rio Upía, producidos por inundaciones durante los dos (2) últimos años y en especial a partir de los días 13,14 y 15 de mayo de 2002, como consecuencia del desembalse irregular y no planificado de las represas de Chivor y Guavio propiedad de las empresas demandadas.

Estado actual y situación procesal:

El Juzgado Décimo (10) administrativo de Bogotá, el 4 de octubre de 2023 profirió sentencia de primera instancia siendo favorable para la Compañía, determinando que la prueba allegada y practicada en el proceso no demuestra la existencia de un nexo de causalidad entre la inundación sufrida por los demandantes con el funcionamiento de las hidroeléctricas de Chivor y El Guavio; concretamente, no solo se demostró que no hubo aperturas de las compuertas en las fechas señaladas sino también que existieron causas extrañas que fueron las que, en últimas, generaron las inundaciones aguas abajo en las riberas del Río Upía.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

z. Demanda de Reconvención dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia S.A. E.S.P. contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: $24.547.162.

Objeto del juicio: La Compañía inicia tribunal de Arbitramento contra Mapfre por haber incumplido la oferta mercantil existente para el recaudo, promoción y facturación de seguros, en específico por contactar a los clientes sin que pasaran dos años de terminada, lo cual generó perjuicios para la Compañía. Por su parte, Mapfre demanda en reconvención y solicita que se declare contractualmente responsable a la Compañía por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo se declare el incumplimiento dentro del desarrollo del contrato y se condene al pago de perjuicios.

Estado actual y situación procesal: Se contestó la demanda, oponiéndose a las pretensiones de esta, se fijó por parte del Tribunal de Arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá, fecha para audiencia de conciliación el 30 de enero de 2024. En esta fecha se llevó a cabo la audiencia de conciliación declarándose fallida ante la falta de fórmulas conciliatorias, por tanto, los árbitros fijaron sus honorarios y el proceso continuará su curso normal.

12 de diciembre de 2024 se profirió por parte del Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá el laudo arbitral dentro del proceso, los principales aspectos son los siguientes:

- El Contrato el 22 de junio de 2021, bajo el Contrato la Compañía debía continuar cumpliendo con su obligación de facturar las primas de los seguros emitidos por Mapfre hasta el 22 de diciembre de 2021.
- Mapfre tenía ciertas obligaciones de suministro de información para calcular la participación de los beneficios por parte de la Compañía y de confidencialidad en el sentido de no usar la base de datos (maestro de clientes) de la Compañía.
- La Compañía estaba en obligación de no propiciar la revocación de los contratos de seguros hasta 22 de junio de 2022. (Las Obligaciones de la Compañía).

Se determinó que Mapfre Seguros de Colombia S.A. incumplió sus obligaciones, pero al no existir una obligación de indemnizar bajo el contrato derivada de esas conductas, no hay lugar a condenar al pago de perjuicios a favor de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Por tal motivo el Laudo condena a la Compañía a pagar a favor de Mapfre Seguros de Colombia S.A. $2.727.461.

El 19 de diciembre de 2024 se presentó solicitud de aclaración, es importante resaltar que esta solicitud busca aclarar alguna imprecisión, pero no es un recurso y por tal motivo no tiene la potencialidad de controvertir el laudo.

A la fecha no se han resuelto las aclaraciones por parte del Tribunal Arbitral. Una vez sean resueltas la Compañía tiene 10 días hábiles para realizar el pago.

39. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.

b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la Compañía.

c) Cada gerencia y área corporativa define:

   i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.

   ii. Criterios sobre contrapartes.

   iii. Operadores autorizados.

d) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.

e) Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.

f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de la Compañía.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados separado.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. A cierre de diciembre de 2024 la compañía contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por $400.000.000, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses. La segunda cobertura fue contratada el 10 de octubre de 2024 por $1.211.157.000, con vencimiento el 15 de octubre de 2025, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR O/N

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
Tasa de Interés	**Variación (pbs)***	**Sensibilidad en miles COP**	**Variación (pbs)***	**Sensibilidad en miles COP**
IPC	+/-9,78%	*(+/-)$ 149.523.486*	+/-6,6%	*(+/-)$ 116.872.800*
IBR	+/-8,44%	*(+/-)$ 519.340.817*	+/-7,21%	*(+/-)$ 409.089.346*

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años (2022-2024 y 2021-2023 para los cálculos de 2024 y 2023 respectivamente), tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

a) Deuda contratada por la Compañía denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

b) Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

c) Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional de la Compañía es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente, La Compañía contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares y euros para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad).

A cierre de diciembre de 2024 la Compañía tenía contratadas coberturas netas de tipo de cambio en USD por $201.128.476, y en EUR por $4.042.980.

Riesgo de "commodities"

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de "commodities" (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el f in de mantener estabilidad en los valores de compras.

La Compañía realiza la mayoría de las transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de Liquidez

La Compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

	Corriente			No Corriente				
Concepto	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	$ 1.984.237.157	$ -	$ 1.984.237.157	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	354.789.616	1.520.148.340	1.874.937.956	3.497.383.410	2.450.921.408	3.080.052.776	-	9.028.357.594
Bonos Emitidos (capital + intereses)	36.786.294	841.851.409	878.637.703	378.982.958	463.841.784	334.015.625	-	1.176.840.367
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes (Capital)	41.379.364	105.238.155	146.617.519	-	-	21.087.548	-	21.087.548
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	11.856.347	16.900.638	28.756.985	67.714.528	49.035.093	71.038.952	50.084.864	237.873.437
Total	**$ 2.429.048.778**	**$ 2.484.138.542**	**$ 4.913.187.320**	**$ 3.944.080.896**	**$ 2.963.798.285**	**$ 3.506.194.901**	**$ 50.084.864**	**$ 10.464.158.946**

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito mediante políticas y procedimientos establecidos.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en la Compañía es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo, la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Para mitigar riesgos significativos de impagos en el negocio eléctrico, desplegamos un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la suspensión del servicio eléctrico y la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico a la evolución de la cartera y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para la Compañía.

Para mitigar riesgos significativos de crédito e impagos en cartera comercial, se realiza un análisis crediticio de las solicitudes de financiación sobre PSVAs y se solicita la constitución de garantías en cada negocio. La Compañía despliega un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico al desempeño del crédito y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para la Compañía.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles de la Compañía (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por la Compañía.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser el grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch.

Las siguientes reglas aplican para determinar la calificación otorgada a las contrapartes:

- Si la contraparte cuenta con una sola calificación se elige esta misma.
- Si la contraparte cuenta con dos calificaciones, se toma la mejor calificación de las dos disponibles.
- Si la contraparte cuenta con más de dos calificaciones, se toma la segunda mejor calificación disponible.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

Seguridad: Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

Liquidez: Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

Rentabilidad: Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

Diversificación: Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

Transparencia: Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

La Compañía adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.

b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.

c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el nocional de la partida cubierta y el nocional del instrumento de cobertura, es la misma que la Compañía utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

40. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 2024, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 10,8 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

A su vez, en lo corrido del año al 31 de diciembre de 2024 se liquidaron 77,76 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre 2024 ascienden en efectivo a $3.513.088 y en a TES $999.212 los cuales están a disposición de la compañía, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, la Compañía, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P. cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 31 de diciembre de 2024 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Al 31 de diciembre 2024 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio $	(653.915)	16
Total	**$**	**(653.915)**	**16**

41. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre 2024:

Activos financieros (1)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	$ 2.011.419.552	$ 2.018.745.041
Total de activos	**$ 2.011.419.552**	**$ 2.018.745.041**

Pasivos financieros (2)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Préstamos bancarios	$ 8.095.165.099	$ 8.468.550.901
Bonos emitidos	1.745.170.339	1.738.724.891
Obligaciones por leasing	240.939.672	209.944.804
Total de pasivos	**$ 10.081.275.110**	**$ 10.417.220.596**

Activos no financieros (3)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Bonos de Carbono	$ 40.226.437	$ 95.040.110
Total de activos no financieros	**$ 40.226.437**	**$ 95.040.110**

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2023:

Activos financieros (1)	**Valor en libros**	**Valores razonables**
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	$ 2.449.099.302	$ 2.452.256.657
Total de activos	**$ 2.449.099.302**	**$ 2.452.256.657**

Pasivos financieros (2)	**Valor en libros**	**Valores razonables**
Préstamos Bancarios	$ 6.635.299.682	$ 7.473.076.071
Bonos emitidos	2.450.471.339	2.514.682.617
Obligaciones por leasing	221.210.897	214.981.945
Total de pasivos	**$ 9.306.981.918**	**$ 10.202.740.633**

Activos no financieros (3)	**Valor en libros**	**Valores razonables**
Bonos de Carbono	$ 23.573.288	$ 78.330.801
Total de activos no financieros	**$ 23.573.288**	**$ 78.330.801**

(1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre 2024, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

(2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no presenta en su estado de situación financiera activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

(3) Al 31 de diciembre de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de $95.040.110 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO2 de los años 2015 – 2018 por $18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO2 de los años 2019 y 2020 por $19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por $16.485.062 y 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO2 por $23.674.181, 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO2 por 16.719.309 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Darío Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por ($54.823.673). (Ver Nota 9).

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre, la Compañía mantiene en su estado de situación financiera separado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

A 31 de diciembre de 2024:

Activos financieros		**Nivel 3**
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez	$	162.299
		Nivel2
Instrumentos derivados (ver nota 5)	$	50.385.716
Pasivos financieros (2)		
Instrumentos derivados (ver nota 5)	$	2.832.573

A 31 de diciembre de 2023:

Activos financieros		**Nivel 3**
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez	$	198.656
		Nivel2
Instrumentos derivados (ver nota 5)	$	2.294.698
Pasivos financieros (2)		
Instrumentos derivados (ver nota 15)	$	76.927.698

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación de la Compañía en el patrimonio de Derivex, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

42. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
Activos Financieros	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
Costo Amortizado				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	$ 1.960.126.018	$ 51.293.534	$ 2.394.965.018	$ 54.134.284
Efectivo y equivalentes al efectivo	897.063.334	-	1.437.701.171	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	22.390.355	-	14.054.079	-
Otros activos financieros	25.278.245	-	13.431.972	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	**$ 2.904.857.952**	**$ 51.293.534**	**$ 3.860.152.240**	**$ 54.134.284**
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	2.545.921	162.299	3.693.337	198.656
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	**$ 2.545.921**	**$ 162.299**	**$ 3.693.337**	**$ 198.656**
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	50.385.716	18.716.231	2.294.698	30.057.440
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	**$ 50.385.716**	**$ 18.716.231**	**$ 2.294.698**	**$ 30.057.440**

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
Pasivos Financieros	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	$ 2.033.705.965	$ 8.047.569.145	$ 2.097.418.166	$ 7.209.563.752
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.984.237.157	-	2.756.987.272	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	146.617.519	21.087.548	118.805.908	23.696.248
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	**$ 4.164.560.641**	**$ 8.068.656.693**	**$ 4.973.211.346**	**$ 7.233.260.000**
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	2.832.573	-	76.927.698	1.256.036
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	**$ 2.832.573**	**$ -**	**$ 76.927.698**	**$ 1.256.036**

43. Segmentos de operación

La Compañía se ha organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios de la Compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el Comité de Dirección y la Junta Directiva de la Compañía, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, la Compañía ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	• Generación de energía, y • Comercialización de gas • Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	• Distribución y comercialización de Energía • Servicio de alumbrado público (infraestructura) y • Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales de la Compañía descritas en el capítulo correspondiente.

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo enero – diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 6.805.526.713	$ 8.660.417.852	$ -	$ 15.465.944.565
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	700.592.820	235.345.462	(935.938.282)	-
Ingresos de actividades ordinarias	**7.506.119.533**	**8.895.763.314**	**(935.938.282)**	**15.465.944.565**
Aprovisionamientos y servicios	(4.870.302.144)	(5.179.192.200)	935.938.282	(9.113.556.062)
Depreciación y amortización	(311.108.482)	(615.699.424)	-	(926.807.906)
Gastos de personal	(211.683.524)	(305.950.198)	-	(517.633.722)
Otros ingresos (costos)	(283.108.120)	(204.229.403)	-	(487.337.523)
Ingresos por intereses	42.512.263	137.983.026	-	180.495.289
Gastos por intereses	(512.019.683)	(633.498.990)	-	(1.145.518.673)
Diferencias en cambio	(17.053.209)	(6.829.613)	-	(23.882.822)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	195.946.493	(9.830.356)	-	186.116.137
Resultados en venta y disposición de activos	(2.135.340)	(14.609.115)	-	(16.744.455)
Otros rubros no monetarios:	**(209.200.844)**	**(64.439.340)**	**-**	**(273.640.184)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(209.200.844)	(64.439.340)	-	(273.640.184)
Utilidad antes de impuestos	**1.327.966.943**	**1.999.467.701**	**-**	**3.327.434.644**
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(361.821.907)	(713.676.569)	-	(1.075.498.476)
Utilidad neta	**$ 966.145.036**	**$ 1.285.791.132**	**$ -**	**$ 2.251.936.168**

Resultados por segmentos para el periodo enero – diciembre de 2023	Segmentos al 31 de diciembre 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 6.699.854.058	$ 8.473.157.736	$ -	$ 15.173.011.794
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	685.489.219	237.275.590	(922.764.809)	-
Ingresos de actividades ordinarias	**7.385.343.277**	**8.710.433.326**	**(922.764.809)**	**15.173.011.794**
Aprovisionamientos y servicios	(3.738.720.736)	(5.345.819.520)	922.764.809	(8.161.775.447)
Depreciación y amortización	(283.203.319)	(543.437.833)	-	(826.641.152)
Gastos de personal	(202.290.448)	(290.732.349)	-	(493.022.797)
Otros ingresos (costos)	(153.313.283)	(190.309.928)	-	(343.623.211)
Ingresos por intereses	53.536.851	212.723.123	-	266.259.974
Gastos por intereses	(562.809.023)	(576.535.472)	-	(1.139.344.495)
Diferencias en cambio	10.888.528	10.015.131	-	20.903.659
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	(195.483.837)	(16.348.671)	-	(211.832.508)
Resultados en venta y disposición de activos	23.929.197	(7.689.520)	-	16.239.677
Otros rubros no monetarios:	**(607.947.025)**	**(46.614.292)**	**-**	**(654.561.317)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(607.947.025)	(46.614.292)	-	(654.561.317)
Utilidad antes de impuestos	**1.729.930.182**	**1.915.683.995**	**-**	**3.645.614.177**
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.028.442.631)	(685.550.356)	-	(1.713.992.987)
Utilidad neta	**$ 701.487.551**	**$ 1.230.133.639**	**$ -**	**$ 1.931.621.190**

Posición financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre 2024		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	$ 13.652.034.627	$ 6.744.320.479	$ 20.396.355.106
Activos Intangibles	314.733.684	318.659.828	633.393.512
Cuentas por cobrar	610.851.794	1.422.958.113	2.033.809.907
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.454.688.103	48.816.932	3.503.505.035
Otros Activos	807.717.905	1.294.168.775	2.101.886.680
Total Activos Operativos	**18.840.026.113**	**9.828.924.127**	**28.668.950.240**
Otros pasivos financieros	4.947.493.814	5.136.613.869	10.084.107.683
Cuentas por pagar	1.312.947.146	838.995.078	2.151.942.224
Provisiones	910.849.296	56.469.981	967.319.277
Otros Pasivos	775.449.887	485.153.174	1.260.603.061
Total Pasivos Operativos	**$ 7.946.740.143**	**$ 6.517.232.102**	**$ 14.463.972.245**

Posición financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2023	Segmentos al 31 de diciembre 2023		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	$ 11.018.012.961	$ 7.531.680.709	$ 18.549.693.670
Activos Intangibles	340.179.413	446.870.619	787.050.032
Cuentas por cobrar	560.804.447	1.902.348.933	2.463.153.380
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.969.341.774	65.994.422	3.035.336.196
Otros Activos	1.542.558.728	1.158.407.292	2.700.966.020
Total Activos Operativos	**16.430.897.323**	**11.105.301.975**	**27.536.199.298**
Otros pasivos financieros	3.978.550.159	5.406.615.493	9.385.165.652
Cuentas por pagar	1.078.785.881	1.820.703.547	2.899.489.428
Provisiones	371.764.278	49.321.035	421.085.313
Otros Pasivos	953.929.196	747.472.277	1.701.401.473
Total Pasivos Operativos	**$ 6.383.029.514**	**$ 8.024.112.352**	**$ 14.407.141.866**

44. Temas Relevantes

Autorización construcción y puesta en servicios Parque Solar Guayepo III

El 12 de enero de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., autorizó la construcción y puesta en servicio del parque solar Guayepo III, así como la suscripción y ejecución de todos los documentos y actos necesarios para tal fin, incluyendo la adquisición del cien por ciento (100%) de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

El 5 de agosto de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. adquirió el 100% de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

Proceso de enajenación voluntaria Ruta 40

En el marco del proceso de enajenación voluntaria acodado con la ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de $7.878.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P., ubicada de forma paralela a la vía en construcción y el otorgamiento de una servidumbre.

Mediante la escritura pública No.3310 del 6 de noviembre de 2024, se formalizó la enajenación de un área parcial de 28.835,46 m² a favor de la Agencia Nacional de Infraestructura–ANI, por un valor de $8.444.027. Adicionalmente, mediante escritura pública No.3010 del 6 de noviembre de 2024 se otorgó servidumbre de tránsito sobre un área de terreno de 5.906,25 m² a favor del mismo tercero, por un valor de $2.810.363; de estos montos se encuentran pendientes de pago por parte de la Agencia Nacional de Infraestructura–ANI $984.921, pago que se encuentra previsto con el registro correspondiente de la escritura pública.

Entrada en Operación Comercial Parque Solar La Loma

El 13 de febrero de 2024, se realizó la inauguración del Parque Solar La Loma, la planta de generación con energía solar más grande del país conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir de esta fecha esta planta generará 420 GWh/año.

Subasta de Cargo por Confiabilidad

La Compañía, participó en la subasta de cargo por confiabilidad para la vigencia 2027-2028, con el portafolio de plantas existentes y con 6 proyectos nuevos de generación (Fundación, Guayepo III, Atlántico, Valledupar, Chinú y Sahagún). El resultado para la Compañía fue la adjudicación de 12.157 GWh/año en obligaciones de energía firme, por un plazo hasta por 20 años exceptuando el caso del proyecto Fundación que al estar en construcción será de 10 años.

Novedades de la Alta Gerencia y Comité de Auditoria

El 21 de marzo de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., nombró los siguientes miembros del Comité de Auditoría:

Principal	Suplente
Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Juan Ricardo Ortega	Andres Baracaldo Sarmiento
Carolina Soto Losada	Rutty Paola Ortiz Jara
Astrid Martinez Ortiz	Mario Trujillo Hernandez

Novedades de los directores y miembros de la Alta Gerencia

Adicionalmente, el 21 de marzo de 2024, la Junta Directiva: i) designó al señor Francesco Bertoli como Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P., a partir del 1 de abril de 2024, y ii) aceptó la renuncia del señor Luciano Tommasi como Gerente General con efectos a partir del 31 de marzo de 2024.

Tramo de Bonos Ordinarios

El 4 de abril de 2024, quedó en firme la Resolución No. 0393 del 28 de febrero de 2024, mediante la cual, se cancela la inscripción en el RNVE del Octavo Tramo de Bonos Ordinarios que estaba a cargo de Codensa S.A. E.S.P., y que fue trasladado a la Compañía, en virtud del perfeccionamiento del proceso de fusión por absorción, por valor de 195.000 millones de pesos. Lo anterior no representa impacto financiero para la Compañía.

Aprobación del proyecto solar Atlántico Photovoltaic

El 2 de mayo de 2024 en el Global Investment Committee, y el 6 de mayo en la Junta Directiva, fue aprobada la construcción del proyecto Atlántico, con una capacidad de 256MWp. La inversión en este proyecto es por un valor total aproximado de 199,4 MUSD (0.78 MUSD/MWp).

Medidas Gubernamentales para mitigar un riesgo de racionamiento por el fenómeno del niño

Debido a que el fenómeno del niño se extendió más tiempo del previsto inicialmente, el gobierno nacional se vio en la necesidad de implementar diversas medidas transitorias para mitigar un riesgo de racionamiento en caso de que el periodo seco se extendiera aún más, como las siguientes:

- Resolución Ministerio de Minas y Energía (MME) 40116 (2 de abril de 2024): medidas transitorias para el abastecimiento de la demanda debido a condiciones energéticas del verano 2023 – 2024 (Meta Térmica).
- Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 101-038 (15 de abril de 2024): medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores.
- Resolución CREG 101-041 (20 de abril de 2024): mediante la cual establece medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24.
- Circular MME 40017 (20 de abril de 2024): mediante la cual esta cartera anuncia su decisión de prorrogar hasta el 31 de mayo de 2024 las medidas dispuestas por la Resolución 40116 de 2024.
- Adicionalmente, la CREG expidió la Resolución 701038 de 2024 mediante la cual se propone la nueva metodología de comercialización. De acuerdo con la agenda regulatoria de la CREG para el año 2025, se espera que la nueva metodología de comercialización sea expedida de manera definitiva en el primer trimestre de 2025.

Estas medidas han tenido algunos impactos negativos en los ingresos operativos del mes abril, sin representar pérdidas o riesgos para la viabilidad financiera de la Compañía. Al empezar la temporada de lluvias y por tratarse de medidas transitorias no se espera un impacto futuro, por lo que después de superada la situación hay una señal de tranquilidad para el sector.

Nuevas normas Regulatorias y legales

El 2 de julio de 2024, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME 40225 de 2024 la cual tiene como objetivo reducir las tarifas de energía eléctrica en el país y establece lineamientos generales para renegociar los contratos de energía entre agentes; la CREG debe expedir normatividad de aplicación y metas. Se pueden presentar posibles impactos en el futuro en caso de decidir renegociar.

Pago de Dividendos

El 29 de julio de 2024, la Compañía pagó la primera cuota de los dividendos ordinarios decretados correspondientes al resultado de 2023.

Disolución y liquidación Enel X Way Colombia S.A.S.

El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S., sociedad que tiene por objeto social realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta, adquisición, importación y exportación, desarrollo, explotación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga eléctrica.

Contrato de crédito Investment European Bank (IEB)

Enel Colombia S A. E.S.P., informa que el día 10 de octubre de 2024 suscribió un contrato de crédito con Investment European Bank (IEB) por un monto de hasta USD 300 millones equivalentes en COP. El crédito está respaldado parcialmente con una garantía de SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado durante un periodo de 1 año a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos se destinarán a financiar la construcción del Parque Solar Guayepo I y II, así como a fortalecer y desarrollar el negocio de distribución mediante proyectos de modernización, resiliencia y fortalecimiento de la red, además de la interconexión y expansión de esta, promoviendo también la integración de nuevos clientes, energías renovables y soluciones de movilidad eléctrica. El contrato incluye los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiación, que podrían derivar en la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato de crédito no incluye mecanismos de repetición frente a terceros.

Estatuto de desabastecimiento a nivel nacional

A partir del 30 de septiembre de 2024, se declaró en riesgo el sistema eléctrico colombiano, atendiendo a los parámetros establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014, con lo que se activó el estatuto de riesgo de desabastecimiento por primera vez desde su creación en el año 2014, esto como consecuencia de que el país se encuentra atravesando por el mínimo histórico en materia de aportes hidrológicos.

El Estatuto tiene como objetivo garantizar la seguridad del sistema eléctrico para enfrentar un futuro verano entre enero y abril de 2025, con lo cual se preserva el nivel de embalse agregado, limitando la capacidad de generación de plantas hidráulicas en condiciones normales y priorizando el despacho termoeléctrico. Esta situación tendrá impactos en la operación de todas las empresas del sector eléctrico colombiano, por la intervención en la generación real y en los precios. En el caso de Enel Colombia S.A. E.S.P., este evento impactó los resultados del último trimestre del año. Cabe mencionar, que el mecanismo prevé la recuperación económica del impacto en los meses siguientes a la finalización de la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento. Posterior a la Resolución CREG 101-063 de noviembre de 2024, el 20 de noviembre de 2024 fue el último día en que se aplicó el mecanismo de aseguramiento de la confiabilidad previsto por el estatus de desabastecimiento a nivel nacional.

Nulidad de creación Operadora Distrital de Transporte S.A.S.

El 23 de octubre de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió sentencia de segunda instancia dentro del proceso acumulado, confirmando la sentencia de primera instancia que declaró la nulidad del artículo 91 del Acuerdo 761 de 2020, que autorizaba la creación de la Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita".

En virtud de la declaratoria de nulidad del acto de creación de "La Rolita", Transmilenio S.A. y el Distrito Capital deberán subsanar el vicio del acto de creación ante el Concejo de Bogotá, a través de la presentación de un proyecto de Acuerdo Distrital al que se acompañen los correspondientes estudios demostrativos y demás requisitos de conformidad con la normativa aplicable vigente.

45. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2024 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No. 85 del 25 de febrero de 2025 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No. 551 del 27 de febrero de 2025, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

46. Eventos Subsecuentes

Constitución sociedad Wind Autogeneración S.A.S.

El 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., cuyo objeto es el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para la autogeneración y/o producción marginal de energía para su propio consumo, ya sea en el sitio de producción y/o sitios distintos a los de la producción o implementar el consumo de sus vinculados en sitios distintos a los de la producción, de conformidad con lo previsto en el decreto 1403 del 22 de noviembre de 2024, así como las normas que lo complementen, sustituyan o modifiquen.


FUTURE
enel